



---

Titulació:

Grado en Ingeniería Eléctrica

---

Alumno (nombre y apellidos):

Joan Pons Llobera

Enunciado TFG:

Diseño de una instalación de autoconsumo fotovoltaico con excedentes para un espacio gastronómico en Mallorca.

---

Director del TFG:

Santiago Bogarra Rodríguez

Convocatoria de entrega del TFG:

15 de enero de 2020

---

[Página intencionadamente en blanco]

## **Resumen**

En este proyecto se desarrolla el cálculo, el criterio y la selección de los materiales necesarios para una instalación solar fotovoltaica en un espacio gastronómico, proyectada en la isla de Mallorca.

Por un lado, se estudiará la normativa vigente (reglamentos y reales decretos) y se hará un seguimiento de la misma, pues ésta está en continuas actualizaciones. Además, se llevará a cabo el estudio de la zona de instalación y se tomarán los datos de consumo del usuario final con el objetivo de dimensionar correctamente la instalación.

Por otro lado, se determinarán los materiales y componentes necesarios para llevar a cabo dicha instalación. Para ello, se seguirán ciertos procedimientos de cálculo establecidos en las normativas actuales además de contar con la ayuda del software PVSYST, con el cual se irán verificando las decisiones tomadas. Una vez se dispongan de los materiales y componentes, se procederá al diseño de la configuración de los mismos con tal de optimizar la instalación.

Finalmente, se detallará un presupuesto para el cliente y un estudio económico donde quedará reflejado el coste total y el tiempo de amortización del proyecto.

## **Abstract**

This project develops the calculation, the criteria and the selection of the required materials for a solar photovoltaic installation in a gastronomic space, projected at the island of Mallorca.

On the one hand, the current legislation (regulations and royal decrees) will be studied and monitored, because they are in continuous updates. In addition, the study of the installation area will be carried out and the consumption data of the end user will be taken in order to correctly size the installation.

On the other hand, the materials and components required to carry out said installation will be determined. To do this, we will follow the specific calculation procedures established in the current standards with the help of the PVSYST software, which will verify the decisions made. Once the materials and components are selected, we will proceed to the design of the configuration of the said components, for the purpose of optimising the installation.

Finally, a budget for the client and an economic study will be detailed where the total cost and the amortization period of the project will be reflected.

[Página intencionadamente en blanco]

## **Agradecimientos**

En primer lugar, agradecer a la Universidad la actualización y los esfuerzos en los recursos que pone a disposición de los alumnos para su formación.

A mi madre y a mi hermana, por motivarme día a día y confiar en mí.

Y, finalmente, a mi tutor para este trabajo, pero sobre todo un profesor excelente del que he tenido la suerte de aprender, Santiago Bogarra Rodríguez, por su apoyo durante el proceso y sus observaciones.

## Índice

Resumen .....	3
Abstract .....	3
Agradecimientos .....	5
1    Introducción a la energía solar fotovoltaica .....	13
1.1    Efecto fotoeléctrico .....	13
1.2    Celda fotovoltaica .....	13
2    Introducción al proyecto.....	16
2.1    Objeto del proyecto .....	16
2.2    Alcance del proyecto .....	16
2.2.1    Proceso de diseño .....	16
2.3    Justificación del proyecto.....	16
2.4    Situación y emplazamiento .....	17
2.5    Necesidades energéticas de la instalación .....	19
2.5.1    Consumos durante la estación de invierno .....	19
2.5.2    Consumos durante la estación de verano .....	19
2.5.3    Consumos durante la estación de otoño .....	20
2.5.4    Consumos durante la estación de primavera .....	21
2.5.5    Distribución horaria de las necesidades energéticas .....	21
2.5.6    Curvas de demanda diaria .....	24
3    Normativa aplicable .....	26
3.1    Normativa vigente .....	26
3.2    Situación actual de las instalaciones fotovoltaicas y la inyección de energía a la red .....	27
4    Memoria técnica.....	30
4.1    Elección del panel fotovoltaico .....	30
4.2    Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos .....	32
4.2.1    Ángulo óptimo según método del “mes peor” .....	34

4.2.2	Ángulo óptimo según PVGIS .....	34
4.3	Energía solar disponible en la localización proyectada.....	35
4.4	Distancia mínima entre las ramas de paneles fotovoltaicos .....	36
4.4.1	Número total de paneles solares .....	37
4.5	Elección del inversor.....	39
4.6	Configuración de la instalación fotovoltaica.....	42
4.6.1	Rango de temperaturas de los paneles.....	42
4.6.2	Rango de tensiones de los paneles .....	44
4.6.3	Cálculo de la asociación de los paneles solares.....	45
4.6.3.1	Paneles en serie .....	45
4.6.3.2	Paneles en paralelo .....	45
4.7	Producción esperada.....	46
4.7.1	Pérdidas de la instalación e índice de rendimiento.....	49
4.8	Estructura de los paneles fotovoltaicos .....	50
4.9	Cableado de la instalación.....	52
4.9.1	Cables en corriente continua .....	52
4.9.2	Cables en corriente alterna .....	52
4.9.3	Cálculo de secciones .....	53
4.9.3.1	Cálculo del lado de corriente continua .....	53
4.9.3.1.1	Cálculo por intensidad máxima admisible .....	54
4.9.3.1.2	Cálculo por caída de tensión máxima admisible .....	55
4.9.3.1.3	Cálculo por corriente de cortocircuito.....	56
4.9.3.2	Cálculo del lado de corriente alterna.....	57
4.9.3.2.1	Cálculo por intensidad máxima admisible .....	57
4.9.3.2.2	Cálculo por caída de tensión máxima admisible .....	58
4.9.3.2.3	Cálculo por corriente de cortocircuito.....	58
4.9.4	Cableado de protección .....	59
4.10	Protecciones eléctricas .....	61

4.10.1	Protecciones en DC .....	62
4.10.1.1	Fusibles.....	63
4.10.1.2	Descargador de sobretensiones OVR QS .....	64
4.10.1.3	Seccionador DC.....	65
4.10.1.4	Envolvente “StringBox” .....	66
4.10.2	Protecciones en CA .....	67
4.10.2.1	Interruptor general manual .....	68
4.10.2.2	Interruptor automático diferencial.....	68
4.10.2.3	Descargador de sobretensiones OVR Plus N1 20 .....	69
4.11	Mediciones y presupuesto .....	70
4.12	Impacto ambiental.....	72
5	Estudio económico .....	73
6	Reflexiones finales .....	81
7	Referencias .....	82
Anexos		
Anexo A. Planos.....		85
Anexo B. Pliego de Condiciones.....		89
Anexo C. Componentes principales. Hojas de características .....		109



## Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Efecto fotoeléctrico. Fuente: <a href="https://www.areatecnologia.com">https://www.areatecnologia.com</a> .....	13
Ilustración 2. Celda monocristalina. Fuente: <a href="https://viasolarnergy.com">https://viasolarnergy.com</a> .....	14
Ilustración 3. Celda policristalina. Fuente: <a href="https://viasolarnergy.com">https://viasolarnergy.com</a> .....	15
Ilustración 4. Emplazamiento IFV .....	17
Ilustración 5. Detalle emplazamiento IFV .....	18
Ilustración 6. Imagen cartográfica de la OVC.....	18
Ilustración 7. Definición de consumos en la estación de verano en PVSYST .....	22
Ilustración 8. Definición de consumos en la estación de otoño en PVSYST.....	22
Ilustración 9. Definición de consumos en la estación de invierno en PVSYST.....	23
Ilustración 10. Definición de consumos en la estación de primavera .....	23
Ilustración 11. Distribución horaria de consumos.....	24
Ilustración 12. Perfil horario otoño PVSYST .....	25
Ilustración 13. Perfil horario verano PVSYST.....	25
Ilustración 14. Perfil horario primavera PVSYST .....	25
Ilustración 15. Perfil horario invierno PVSYST .....	25
Ilustración 16. Precios de la energía por REE.....	29
Ilustración 17. Orientación e inclinación de los paneles solares. Fuente: <a href="http://www.sfe-solar.com">www.sfe-solar.com</a> ...	33
Ilustración 18. Ángulo óptimo según PVGIS.....	35
Ilustración 19. Irradiancia global en plano receptor en invierno.....	35
Ilustración 20. Irradiancia global en plano receptor en verano .....	36
Ilustración 21. Distancia mínima entre módulos FV .....	37
Ilustración 22. Disponibilidad cubierta para colocar paneles.....	37
Ilustración 23. Vista interior del local de estudio.....	38
Ilustración 24. Vista 3D del local de estudio.....	38
Ilustración 25. Simulación de la colocación de los paneles solares (vista planta) .....	39
Ilustración 26. Inversor monofásico CSI-9KTL1P-GI-FL.....	42
Ilustración 27. Registro de temperaturas AEMET .....	42

Ilustración 28. Mes con irradiancia máxima .....	43
Ilustración 29. Día de máxima irradiancia .....	44
Ilustración 30. Energía FV esperada de la instalación .....	46
Ilustración 31. Energía consumida contra energía consumida de la red en verano.....	48
Ilustración 32. Energía consumida contra energía consumida de la red en invierno .....	48
Ilustración 33. Índice de rendimiento de la instalación.....	49
Ilustración 34. Diagrama de pérdidas de la instalación.....	50
Ilustración 35. Soporte para paneles HLC-1P (vista lateral y vista 3D) .....	51
Ilustración 36. Soporte para paneles HLC-1P (vista alzado y vista planta) .....	51
Ilustración 37. Soporte para paneles HLC-1P (vista perspectiva conjunto).....	51
Ilustración 38. Cable escogido para el lado de continua .....	53
Ilustración 39. Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. para conductores no enterrados – lado continua .....	55
Ilustración 40. Caídas de tensión máximas admisibles. Fuente propia .....	56
Ilustración 41. Resumen datos sección en alterna.....	57
Ilustración 42. Afumex Class 1000 V (AS) termoestable .....	57
Ilustración 43. Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. para conductores no enterrados – lado alterna.....	58
Ilustración 44. Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra. Fuente: REBT-ITC- BT-18 .....	60
Ilustración 45. StringBox ABB. Fuente: <a href="http://www.newabb.com">www.newabb.com</a> (dibujo propio) .....	63
Ilustración 46. Fusibles gPV de 15 A.....	63
Ilustración 47. Descargador de sobretensiones OVR PV T2 .....	65
Ilustración 48. Diagrama seccionador CC.....	66
Ilustración 49. Seccionador CC instalado .....	66
Ilustración 50. Envoltente "StringBox" .....	67
Ilustración 51. Descargador de sobretensiones bipolar en CA.....	69

## Índice de tablas

Tabla 1. Necesidades energéticas durante la estación de invierno .....	19
Tabla 2. Necesidades energéticas durante la estación de verano .....	20
Tabla 3. Necesidades energéticas durante la estación de otoño .....	20
Tabla 4. Necesidades energéticas durante la estación de primavera .....	21
Tabla 5. Alternativas fabricantes paneles solares monocristalinos .....	30
Tabla 6. Alternativas fabricantes paneles solares policristalinos .....	31
Tabla 7. Relevancia en % de las características de los paneles.....	31
Tabla 8. Comparativa multicriterio paneles solares .....	32
Tabla 9. Valores máximos de pérdidas en los generadores FV.....	33
Tabla 10. Ángulo óptimo de inclinación.....	34
Tabla 11. Producción esperada.....	47
Tabla 12. Resumen datos paneles fotovoltaicos.....	53
Tabla 13. Relaciones entre las secciones de los conductores de protección y los de fase .....	60
Tabla 14. Sección de los conductores de protección y de fase.....	60
Tabla 15. Umbrales de protección y tiempos máximos de actuación de las protecciones eléctricas. Fuente: RD 1699/2011 (Art. 14, apt. d ) .....	61
Tabla 16. Mediciones y presupuesto .....	71
Tabla 17. Balance energético de consumos de la instalación.....	74
Tabla 18. Gastos de la instalación .....	75
Tabla 19. Gastos por compra de energía a la red .....	76
Tabla 20. Ingresos por venta de excedentes a la red .....	77
Tabla 21. Ahorro por energía autoconsumida .....	78
Tabla 22. Período de amortización.....	79
Tabla 23. Comparativa retornos de inversión .....	80

## Abreviaturas y símbolos

<i>IFV:</i>	Instalación Fotovoltaica
<i>OVC:</i>	Oficina Virtual del Catastro
<i>RD:</i>	Real Decreto
<i>RDL:</i>	Real Decreto-Ley
<i>PVPC:</i>	Precio de venta al pequeño consumidor
<i>CNMC:</i>	Comisión Nacional de Mercados y Competencias
<i>REE:</i>	Red Eléctrica de España
<i>STC:</i>	Condiciones estándar de ensayo
<i>AM:</i>	Masa de aire
<i>IDAE:</i>	Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía
<i>DC:</i>	Corriente directa
<i>AC:</i>	Corriente alterna
<i>PMP:</i>	Punto de Máxima Potencia
<i>CEM:</i>	Condiciones estándar de medida
<i>TONC:</i>	Temperatura de operación nominal de un módulo solar
<i>PCT:</i>	Pliego de Condiciones Técnicas
<i>REBT:</i>	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
<i>CGBT:</i>	Cuadro General de Baja Tensión
<i>IPC:</i>	Índice de Precios al Consumo

## 1 Introducción a la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es aquella que consiste en la conversión de la radiación solar en electricidad mediante una tecnología basada en el efecto fotoeléctrico. Este tipo de energía es renovable, inagotable y no contaminante y, que puede ser llevada a cabo desde pequeñas instalaciones destinadas al autoconsumo hasta en las más grandes superficies abiertas, dando lugar a los campos fotovoltaicos.

### 1.1 Efecto fotoeléctrico

Se llama *efecto fotoeléctrico* a la capacidad que tienen algunos materiales para liberar electrones al incidir sobre ellos una radiación electromagnética. Este efecto fue descubierto por Heinrich Hertz en el año 1887, al darse cuenta de que la chispa entre dos esferas de metal se volvía más brillante, se incrementaba la descarga eléctrica, cuando una de ellas se iluminaba con luz ultravioleta [1].

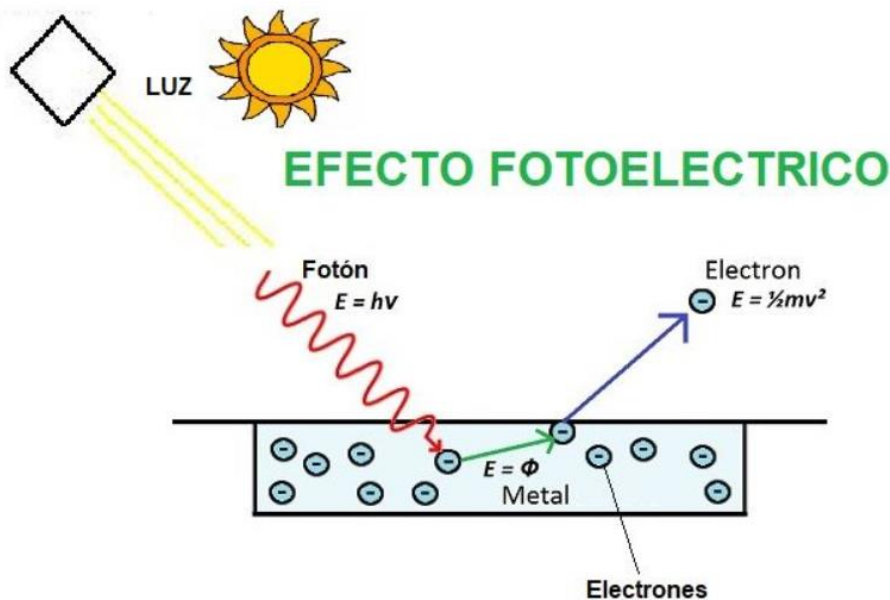


Ilustración 1. Efecto fotoeléctrico. Fuente: <https://www.areatecnologia.com>

### 1.2 Celda fotovoltaica

Una celda o célula fotovoltaica es un dispositivo eléctrico capaz de transformar energía lumínica en energía eléctrica. El elemento principal que forma estas celdas son los semiconductores que, en la actualidad, están hechos a base de silicio, elemento muy abundante en la corteza terrestre.

El silicio tiene muy pocos electrones en su última capa, lo que lo hace poco conductor. Es por ello que debe doparse con otro elemento para generar inestabilidad eléctrica y que se convierta así en semiconductor, de lo contrario se trataría de un elemento estable y no resultaría útil. Actualmente, los dopantes más comunes con los que combina el silicio son el fósforo y el boro [2].

Existen dos tipos de celdas fotovoltaicas, en función de su naturaleza y su composición [3]:

- Celdas de silicio monocristalino: estas celdas se obtienen a partir de lingotes de silicio caracterizados por una red cristalina continua. Dichos lingotes se cortan en rodajas finas, de las que, mediante una serie de operaciones de mecanizado, se llega a las celdas fotovoltaicas. Los módulos monocristalinos están compuestos de un solo cristal de silicio en el que los átomos están perfectamente alineados y, como consecuencia la máxima eficiencia está garantizada. Por ello, a simple vista se puede observar que estas celdas tienen un color más oscuro, más homogéneo. En cuanto al precio, estas celdas suelen ser más caras por lo comentado anteriormente.



*Ilustración 2. Celda monocristalina. Fuente: <https://viasolarnergy.com>*

- Celdas de silicio policristalino: en este caso, el proceso de mecanizado es distinto. La célula policristalina es menos pura ya que se deriva de la recuperación de los residuos del procesamiento de las celdas monocristalinas. Este hecho hace que, a simple vista se pueda ver un color más azulado. Por ello, su eficiencia es inferior a las anteriores. En contraposición, estas celdas se calientan menos que las monocristalinas, por lo que a altas temperaturas pueden ser más productivas. El precio de estas celdas es más competitivo.



*Ilustración 3. Celda policristalina. Fuente: <https://viasolarnergy.com>*

Finalmente, en la práctica, el hecho de decantarnos por un tipo de celda u otra va a depender, fundamentalmente, del espacio que tengamos disponible. Es decir, si necesitamos mucha potencia y disponemos de poco espacio, vamos a tener que escoger celdas de tipo monocristalino y, por supuesto, del presupuesto disponible para la instalación.

## **2 Introducción al proyecto**

### **2.1 Objeto del proyecto**

Este proyecto tiene por objeto la realización de una instalación solar fotovoltaica en un espacio gastronómico en Mallorca, cumpliendo con la normativa vigente. Esta instalación estará conectada a la red para así poder vender a la compañía distribuidora la energía no consumida instantáneamente y, consumiendo de la misma en caso de picos de demanda, tal y como permite la aprobación del nuevo Real Decreto 244/2019 de 5 de abril del 2019.

### **2.2 Alcance del proyecto**

El alcance del presente proyecto será el cálculo de los diferentes equipos y materiales que componen la instalación fotovoltaica, así como la configuración de los mismos, asociada a un suministro monofásico en baja tensión ya existente, con una potencia contratada de 8050 W. Los datos de partida (cargas y curvas de consumo) han sido recogidos de un espacio gastronómico existente en Palma de Mallorca (“Il Porticato”) y, se ha supuesto que éste abrirá un segundo local en la ubicación que se menciona en el *punto 2.4*. Las dimensiones del actual local y su capacidad de clientes, así como las cargas eléctricas que ahí existen se han supuesto las mismas para este nuevo local.

Además, se va a hacer un estudio de la amortización y rentabilidad de dicha instalación con el objetivo de evaluar el impacto económico del proyecto.

#### **2.2.1 Proceso de diseño**

Para la realización del proyecto se establece el siguiente orden de trabajo:

- Determinar los tipos de receptores y sus consumos.
- Determinar los datos de irradiación de la zona de instalación de las placas solares fotovoltaicas.
- Descripción de la solución adoptada. Este punto incluye el criterio seguido para el dimensionado de la instalación.
- Realizar un estudio de viabilidad económica para evaluar el impacto económico del proyecto.
- Extracción de conclusiones.

### **2.3 Justificación del proyecto**

Este proyecto surge de la necesidad actual de adaptación a las nuevas fuentes de energía y de reducción del coste en la factura eléctrica por parte del cliente. En este caso los consumos son los correspondientes a un espacio gastronómico. Esta necesidad viene provocada por el agotamiento



## Introducción al proyecto

de fuentes no renovables de energía y resulta una inversión con la que, a medio plazo, se ahorrará dinero en la factura eléctrica.

Además, la incorporación de placas solares fotovoltaicas tiene sin duda un impacto social, pues se está contribuyendo a la mejora de la calidad de vida en cuanto a las cantidades de CO<sub>2</sub> que se dejan de emitir para abastecer los consumos asociados a esta instalación. Asimismo, se fomenta la creación de empleo local puesto que se requiere una empresa instaladora autorizada para ejecutar el proyecto.

Además, el usuario final se beneficiará en muchos otros aspectos como, por ejemplo:

- Ahorro en la factura de electricidad.
- Incremento del valor económico del espacio.
- Convertirse en un consumidor energético con muy poca contaminación y sin emisiones de gases de efecto invernadero.

### 2.4 Situación y emplazamiento

La instalación fotovoltaica tendrá lugar en local construido en la Avinguda de Gabriel Roca nº 8. Esta calle está ubicada en la ciudad de Palma (07012), que pertenece a la provincia de Baleares y a la isla de Mallorca, España. A continuación, se muestran dos imágenes aéreas del lugar de emplazamiento:



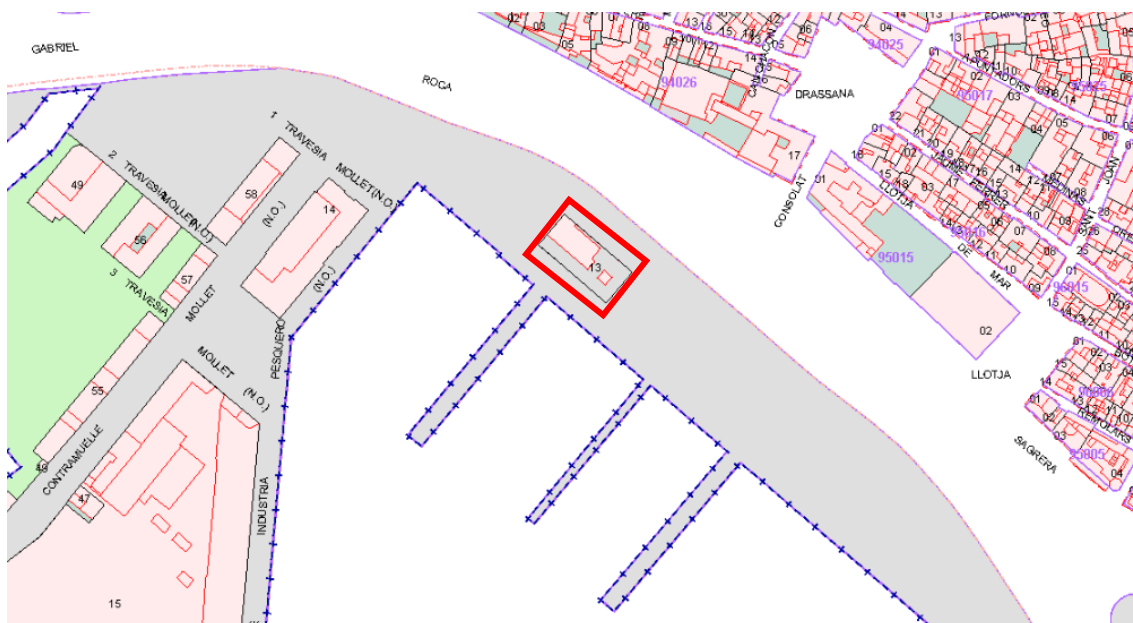
*Ilustración 4. Emplazamiento IFV*



*Ilustración 5. Detalle emplazamiento IFV*

El área marcada en rojo es la superficie disponible para la instalación de los paneles que corresponde a la cubierta. Ésta es horizontal y ello nos permitirá orientar las placas e inclinarlas de manera que podamos optimizar la producción energética.

Además, se muestra una imagen obtenida de la Oficina Virtual del Catastro [4] (OVC en adelante) en la que se destaca, en rojo, la parcela donde se llevará a cabo el proyecto.



*Ilustración 6. Imagen cartográfica de la OVC*

## 2.5 Necesidades energéticas de la instalación

Las necesidades que se muestran a continuación toman en cuenta el horario laboral del restaurante. Éste es, de miércoles a sábado, tanto mediodías como noches y, domingos mediodía. Dentro de este horario laboral, el servicio de comidas que empieza sobre la 13:00h termina a las 16:30h (aproximadamente, dependiendo del trabajo del día) y el servicio de cenas no empieza hasta, aproximadamente, las 19:00h y termina a las 23:30h.

Las necesidades energéticas se van a diferenciar en 4, en función de la estación del año, aunque, realmente solo hay una diferencia notable entre invierno y verano. Aun así, se va a hacer de esta manera para aprovechar al máximo el software de cálculo PVSYST y ser más precisos con el dimensionado.

### 2.5.1 Consumos durante la estación de invierno

La estación de invierno representa los meses más fríos (de diciembre a febrero), la única carga que no está consumiendo, a diferencia de las demás estaciones son los ventiladores, dado que no se necesitan. Las demás cargas, son necesarias tanto en los meses fríos como en los cálidos ya que son esenciales para llevar a cabo los servicios de comida y cena.

Listado consumos	Tensión (V)	Potencia Nominal (W)	Unidades (ud.)	Potencia Nominal Total (W)	Tiempo de uso diario (h)	Demanda energía diaria (Wh)
Nevera refrescos 1	230	874	1	874	24	20976
Cafetera	230	2780	1	2780	3	8340
Lavavajillas	230	2190	1	2190	5	10950
Nevera refrescos 2	230	391	1	391	24	9384
Congelador grande	230	207	1	207	24	4968
Congelador pequeño	230	150	1	150	24	3600
Mesa refrigerada	230	380	1	380	24	9120
Ventiladores	230	90	7	630	0	0
Microondas	230	1200	1	1200	0,5	600
Bombillas	230	9,2	60	552	10	5520
Frigorífico comida	230	1194	1	1194	24	28656
Frigorífico postres + vinos	230	398	1	398	24	9552
Otras cargas (móviles, router, datáfono, caja registradora+PC+impresora)	230	350	1	350	15	5250
<b>Totales:</b>				<b>11,296 kW</b>		<b>116,916 kWh/día</b>

Tabla 1. Necesidades energéticas durante la estación de invierno

### 2.5.2 Consumos durante la estación de verano

En esta tabla se observa cómo, tal y como se ha comentado antes, los ventiladores están consumiendo en estos meses más cálidos (de junio a agosto). Las demás cargas siguen el mismo

patrón que en los meses fríos, no habiendo diferencia en este sentido.

Listado consumos	Tensión (V)	Potencia Nominal (W)	Unidades (ud.)	Potencia Nominal Total (W)	Tiempo de uso diario (h)	Demanda energía diaria (Wh)
Nevera refrescos 1	230	874	1	874	24	20976
Cafetera	230	2780	1	2780	3	8340
Lavavajillas	230	2190	1	2190	5	10950
Nevera refrescos 2	230	391	1	391	24	9384
Congelador grande	230	207	1	207	24	4968
Congelador pequeño	230	150	1	150	24	3600
Mesa refrigerada	230	380	1	380	24	9120
Ventiladores	230	90	7	630	8	5040
Microondas	230	1200	1	1200	0,5	600
Bombillas	230	9,2	60	552	10	5520
Frigorífico comida	230	1194	1	1194	24	28656
Frigorífico postres + vinos	230	398	1	398	24	9552
Otras cargas (moviles, router, datáfono, caja registradora+PC+impres)	230	350	1	350	15	5250
<b>Totales:</b>				<b>11,296 kW</b>		<b>121,956 kWh/día</b>

Tabla 2. Necesidades energéticas durante la estación de verano

### 2.5.3 Consumos durante la estación de otoño

En esta estación (de septiembre a noviembre) aún se utilizan los ventiladores, aunque menos horas al día, sobre todo durante septiembre y octubre y, por ello se consideran en el siguiente listado de consumos.

Listado consumos	Tensión (V)	Potencia Nominal	Unidades (ud.)	Potencia Nominal	Tiempo de uso diario	Demanda energía
Nevera refrescos 1	230	874	1	874	24	20976
Cafetera	230	2780	1	2780	3	8340
Lavavajillas	230	2190	1	2190	5	10950
Nevera refrescos 2	230	391	1	391	24	9384
Congelador grande	230	207	1	207	24	4968
Congelador pequeño	230	150	1	150	24	3600
Mesa refrigerada	230	380	1	380	24	9120
Ventiladores	230	90	7	630	3	1890
Microondas	230	1200	1	1200	0,5	600
Bombillas	230	9,2	60	552	10	5520
Frigorífico comida	230	1194	1	1194	24	28656
Frigorífico postres + vinos	230	398	1	398	24	9552
Otras cargas (moviles, router, datáfono, caja registradora+PC+impres)	230	350	1	350	15	5250
<b>Totales:</b>				<b>11,296 kW</b>		<b>118,806 kWh/día</b>

Tabla 3. Necesidades energéticas durante la estación de otoño

### 2.5.4 Consumos durante la estación de primavera

En esta estación (de marzo a mayo) ya se empiezan a usar por primera vez en el año los ventiladores, aunque menos horas al día en comparación con la estación de verano. A continuación, se muestra el listado de consumos.

Listado consumos	Tensión (V)	Potencia Nominal	Unidades (ud.)	Potencia Nominal	Tiempo de uso diario	Demanda energía
<i>Nevera refrescos 1</i>	230	874	1	874	24	20976
<i>Cafetera</i>	230	2780	1	2780	3	8340
<i>Lavavajillas</i>	230	2190	1	2190	5	10950
<i>Nevera refrescos 2</i>	230	391	1	391	24	9384
<i>Congelador grande</i>	230	207	1	207	24	4968
<i>Congelador pequeño</i>	230	150	1	150	24	3600
<i>Mesa refrigerada</i>	230	380	1	380	24	9120
<i>Ventiladores</i>	230	90	7	630	5	3150
<i>Microondas</i>	230	1200	1	1200	0,5	600
<i>Bombillas</i>	230	9,2	60	552	10	5520
<i>Frigorífico comida</i>	230	1194	1	1194	24	28656
<i>Frigorífico postres + vinos</i>	230	398	1	398	24	9552
<i>Otras cargas (moviles, router, datáfono, caja registradora+PC+impres</i>	230	350	1	350	15	5250
<b>Totales:</b>				<b>11,296 kW</b>	<b>120,066 kWh/día</b>	

Tabla 4. Necesidades energéticas durante la estación de primavera

### 2.5.5 Distribución horaria de las necesidades energéticas

El software de ayuda al cálculo usado en este proyecto es el reconocido PVSYST, del cual se hará mención durante la memoria para ir describiendo qué datos se han implementado y así tomar el criterio oportuno en cada caso con los resultados que de él se obtengan. Este software permite introducir todos los datos necesarios para el correcto dimensionado de una instalación FV, y así se va a hacer, con el objetivo de obtener la máxima exactitud posible, así como la máxima información a la hora de tomar decisiones.

En cuanto a las necesidades energéticas, el software permite introducir manualmente los consumos que se tienen y distribuir los mismos de manera horaria a lo largo de un día tipo, diferenciándolos por estaciones. Ya se adelanta que el consumo de este restaurante es muy constante a lo largo del año, aunque no por ello se va a dimensionar la instalación de manera anual, sino que se hará por temporadas. Los datos introducidos para cada temporada se muestran a continuación y se puede comprobar que coinciden con los mostrados en las tablas anteriores.



**Definition of Daily Household consumptions for Verano (Jun-Ago)**

Consumptions
Hourly distribution

Daily consumptions

Number	Appliance	Power	Daily use	Hourly distrib	Daily energy
60	Bombillas incandescentes	9 W/lamp	10.0 h/day	OK	5520 Wh
1	Otros (móviles, router, PC)	350 W/app.	15.0 h/day	OK	5250 Wh
1	Lavavajillas	2190 W/app.	5.0 h/day	OK	10950 Wh
0	Frigorífico/Congelador	0.00 kWh/day	0.0 h/day		0 Wh
1	cafetera	2780.0 W aver.	3.0 h/day	OK	8340 Wh
7	ventiladores	90 W/app.	8.0 h/day	OK	5040 Wh
1	microondas	1200 W/app.	0.5 h/day	OK	600 Wh
Stand-by consumers		3594 W tot	24 h/day	<input type="checkbox"/> 7 days/7	86256 Wh
<b>Total daily energy</b>					<b>121956 Wh/day</b>
<b>Total monthly energy</b>					<b>2613.3 kWh/month</b>

? Appliances info

**Consumption definition by**  
☐ Year  
☒ Seasons  
☐ Months

**Week-end or Weekly use**  
☒ Use only during  

5

 days in a week

**Display Values of**  
☒ Summer  
☐ Autumn  
☐ Winter  
☐ Spring

+ Copy Values

Ilustración 7. Definición de consumos en la estación de verano en PVSYST

Se puede observar que se han tomado 5 días a la semana en lugar de los 4,5 días reales que está abierto el restaurante. El motivo es que el software no deja introducir decimales en esta casilla. De esta manera, se es consciente de que se está sobredimensionando un poco la instalación, aunque no es significativo.

**Definition of Daily Household consumptions for Otoño (Sep-Nov)**

Consumptions
Hourly distribution

Daily consumptions

Number	Appliance	Power	Daily use	Hourly distrib	Daily energy
60	Bombillas incandescentes	9 W/lamp	10.0 h/day	OK	5520 Wh
1	Otros (móviles, router, PC)	350 W/app.	15.0 h/day	OK	5250 Wh
1	Lavavajillas	2190 W/app.	5.0 h/day	OK	10950 Wh
0	Frigorífico/Congelador	0.00 kWh/day	0.0 h/day		0 Wh
1	cafetera	2780.0 W aver.	3.0 h/day	OK	8340 Wh
7	ventiladores	90 W/app.	3.0 h/day	OK	1890 Wh
1	microondas	1200 W/app.	0.5 h/day	OK	600 Wh
Stand-by consumers		3594 W tot	24 h/day	<input type="checkbox"/> 7 days/7	86256 Wh
<b>Total daily energy</b>					<b>118806 Wh/day</b>
<b>Total monthly energy</b>					<b>2545.8 kWh/month</b>

? Appliances info

**Consumption definition by**  
☐ Year  
☒ Seasons  
☐ Months

**Week-end or Weekly use**  
☒ Use only during  

5

 days in a week

**Display Values of**  
☐ Summer  
☒ Autumn  
☐ Winter  
☐ Spring

+ Copy Values

Ilustración 8. Definición de consumos en la estación de otoño en PVSYST

**Definition of Daily Household consumptions for Invierno (Dic-Feb)**

Consumptions
Hourly distribution

**Daily consumptions**

Number	Appliance	Power	Daily use	Hourly distrib	Daily energy
60	Bombillas incandescentes	9 W/lamp	10.0 h/day	OK	5520 Wh
1	Otros (móviles, router, PC)	350 W/app.	15.0 h/day	OK	5250 Wh
1	Lavavajillas	2190 W/app.	5.0 h/day	OK	10950 Wh
0	Frigorífico/Congelador	0.00 kWh/day	0.0 h/day		0 Wh
1	cafetera	2780.0 W aver.	3.0 h/day	OK	8340 Wh
0	ventiladores	90 W/app.	0.0 h/day		0 Wh
1	microondas	1200 W/app.	0.5 h/day	OK	600 Wh
Stand-by consumers		3594 W tot	24 h/day	<input type="checkbox"/> 7 days/7	86256 Wh
<b>Total daily energy</b>					<b>116916 Wh/day</b>
<b>Total monthly energy</b>					<b>2505.3 kWh/month</b>

**Consumption definition by**  
☐ Year  
☒ **Seasons**  
☐ Months

**Week-end or Weekly use**  
☒ Use only during  
 5 days in a week

**Display Values of**  
☐ Summer  
☐ Autumn  
☒ **Winter**  
☐ Spring

Ilustración 9. Definición de consumos en la estación de invierno en PVSYST

**Definition of Daily Household consumptions for Primavera (Mar-May)**

Consumptions
Hourly distribution

**Daily consumptions**

Number	Appliance	Power	Daily use	Hourly distrib	Daily energy
60	Bombillas incandescentes	9 W/lamp	10.0 h/day	OK	5520 Wh
1	Otros (móviles, router, PC)	350 W/app.	15.0 h/day	OK	5250 Wh
1	Lavavajillas	2190 W/app.	5.0 h/day	OK	10950 Wh
0	Frigorífico/Congelador	0.00 kWh/day	0.0 h/day		0 Wh
1	cafetera	2780.0 W aver.	3.0 h/day	OK	8340 Wh
7	ventiladores	90 W/app.	5.0 h/day	OK	3150 Wh
1	microondas	1200 W/app.	0.5 h/day	OK	600 Wh
Stand-by consumers		3594 W tot	24 h/day	<input type="checkbox"/> 7 days/7	86256 Wh
<b>Total daily energy</b>					<b>120066 Wh/day</b>
<b>Total monthly energy</b>					<b>2572.8 kWh/month</b>

**Consumption definition by**  
☐ Year  
☒ **Seasons**  
☐ Months

**Week-end or Weekly use**  
☒ Use only during  
 5 days in a week

**Display Values of**  
☐ Summer  
☐ Autumn  
☐ Winter  
☒ **Spring**

Ilustración 10. Definición de consumos en la estación de primavera

También se muestra la distribución horaria de los consumos y cómo quedan definidos en el software. Hay que decir que no se distribuyen, y por tanto no aparecerán a continuación, los consumos que permanecen conectados 24h/día, precisamente por el motivo de estar siempre consumiendo. Además, se muestra a continuación cómo quedan distribuidas las horas de consumo

## Introducción al proyecto

de cada carga en el software utilizado para un día típico de verano. Se ha procedido de la misma manera para las 3 estaciones del año restantes.

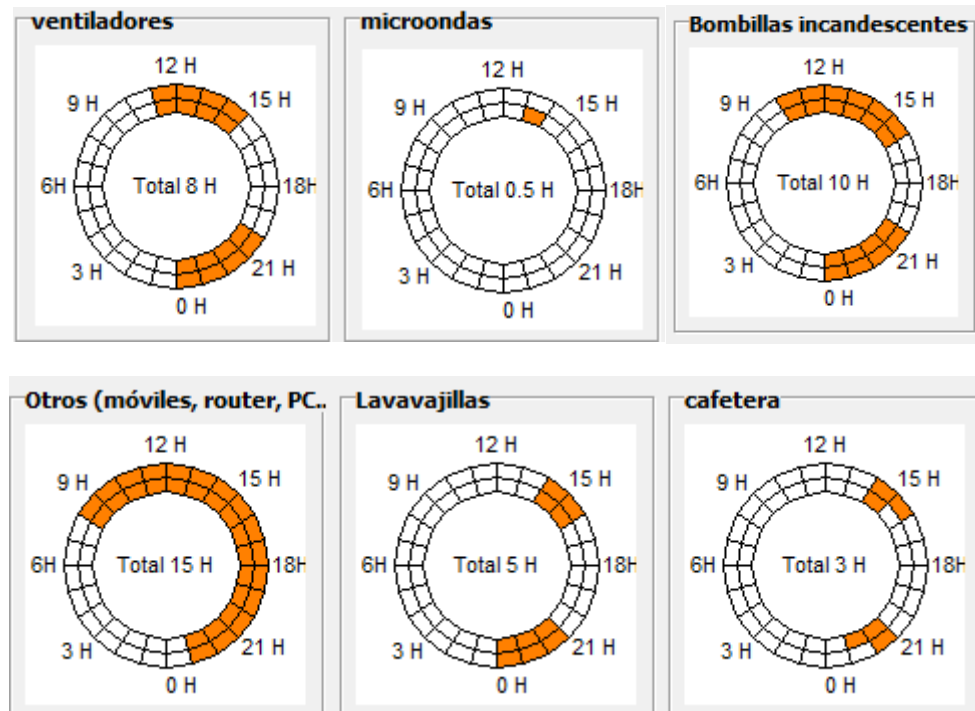


Ilustración 11. Distribución horaria de consumos

### 2.5.6 Curvas de demanda diaria

Para entender mejor la demanda diaria, se presentan cuatro gráficos, uno para cada estación.

Podemos observar que el patrón de consumo es muy similar durante todo el año, por el hecho de ser un restaurante. Este hecho hace que prácticamente todos los consumos sean necesarios, indistintamente de la época del año, por el tipo de negocio que es.

Por otro lado, la zona en que está ubicado el negocio hace que no haya diferencia notable en la clientela que frecuenta el local en las distintas épocas del año. En invierno, está frecuentado por clientes locales fijos además de tener cerca varios colegios y servir menús para profesores. Cuando llega el verano y muchos locales marchan a sus segundas casas vacacionales, se cubre la oferta con los turistas que frecuentan la ciudad además de recibir visitas periódicas de los clientes fijos.

A continuación, se presentan los perfiles horarios de los consumos.



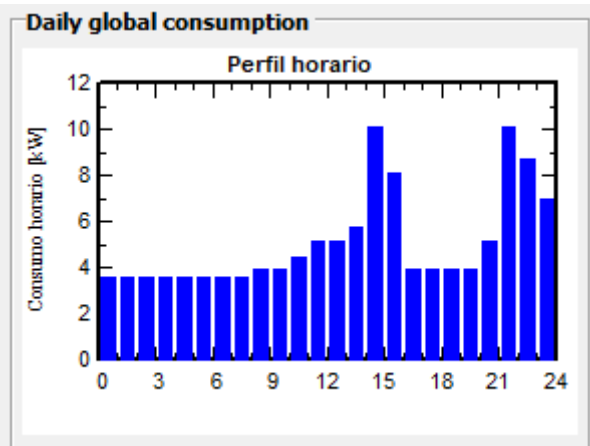


Ilustración 13. Perfil horario verano PVSYST

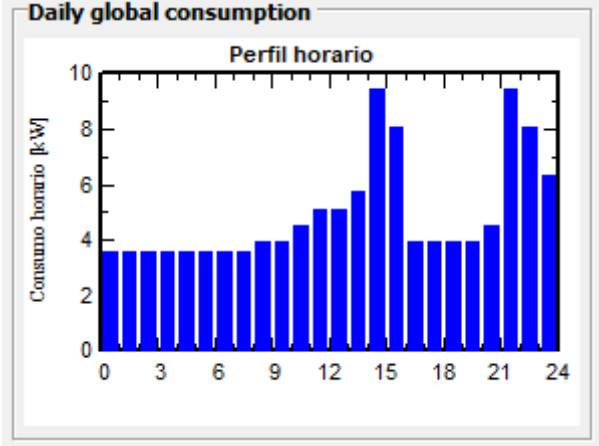


Ilustración 12. Perfil horario otoño PVSYST

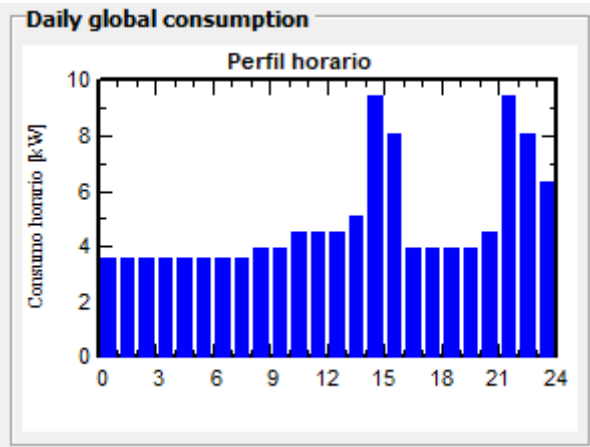


Ilustración 15. Perfil horario invierno PVSYST

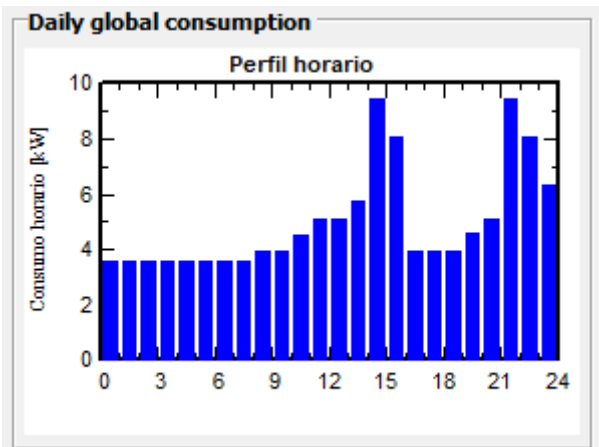


Ilustración 14. Perfil horario primavera PVSYST

### **3 Normativa aplicable**

#### **3.1 Normativa vigente**

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (texto consolidado). BOE nº 310 de 27 de diciembre de 2013.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. BOE nº 242 de 6 de octubre de 2018.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. BOE nº 423 de 10 de octubre de 2015.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. BOE nº 83 de 6 de abril de 2019.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (texto consolidado). BOE nº 310 de 27 de diciembre de 2000.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. BOE nº 3295 de 8 de diciembre de 2011.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. BOE nº 312 de 30 de diciembre de 2011.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (texto consolidado). BOE nº 224 de 18 de septiembre de 2002.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. BOE nº 139 de 9 de junio de 2014.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (texto consolidado). BOE nº 224 de 18 de septiembre de 2007.
- Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales. BOE nº 59 de 9 de marzo de 2004.

- Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación. BOE nº 282 de 23 de noviembre de 2019.

### **3.2 Situación actual de las instalaciones fotovoltaicas y la inyección de energía a la red**

Después de la aprobación del Real Decreto 244/2019 [5], por el que se regulan las condiciones técnicas, económicas y administrativas del autoconsumo de la energía eléctrica, la situación para la instalación de fuentes de energía distribuida ha cambiado, dando continuidad a lo que se venía proponiendo en el RDL 15/2018 que fue aprobado de manera urgente y ya supuso un avance significativo en la materia de autoconsumo, asentando las bases de este último Real Decreto. El RD 244/2019 regula las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Cualquier instalación de autoconsumo, ya sea individual o colectiva, deberá pertenecer a una de las siguientes modalidades: a) autoconsumo sin excedentes; b) autoconsumo con excedentes. En este último caso se diferencian dos sub-modalidades: b.1) acogidos a compensación; b.2) no acogidos a compensación. Cabe comentar que ambas modalidades deben tener un contrato de suministro de electricidad y que, el consumidor y propietario pueden ser personas o empresas diferentes.

Además, la aprobación del RD 244/2019 introduce otros beneficios, tales como:

- Simplificación de la tramitación:
  - Para instalaciones sin excedentes o bien con excedentes de hasta 15 kW no son necesarios permisos de acceso y conexión.
  - Para instalaciones de 15 kW a 100 kW conectadas en baja tensión, el contrato de acceso con la distribuidora será realizado de oficio por la empresa distribuidora.
- Establece los equipos de medida a instalar: de forma general, solamente hace falta un equipo de medida bidireccional en el punto frontera, aunque en ciertos casos se permite que el contador se ubique fuera del punto frontera siempre y cuando quede debidamente justificado y se pueda acceder a él físicamente.
- Se ha derogado el cargo que se imponía a los autoconsumidores por la energía generada y consumida en la propia instalación, que se venía conociendo como el “impuesto al sol”. Este impuesto ya se había suprimido mediante el RDL 15/2018 pero queda reflejado de manera oficial en el actual RD 244/2019.

Mediante la disposición final cuarta del RD 244/2019, se modifica el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, con el fin de permitir que se

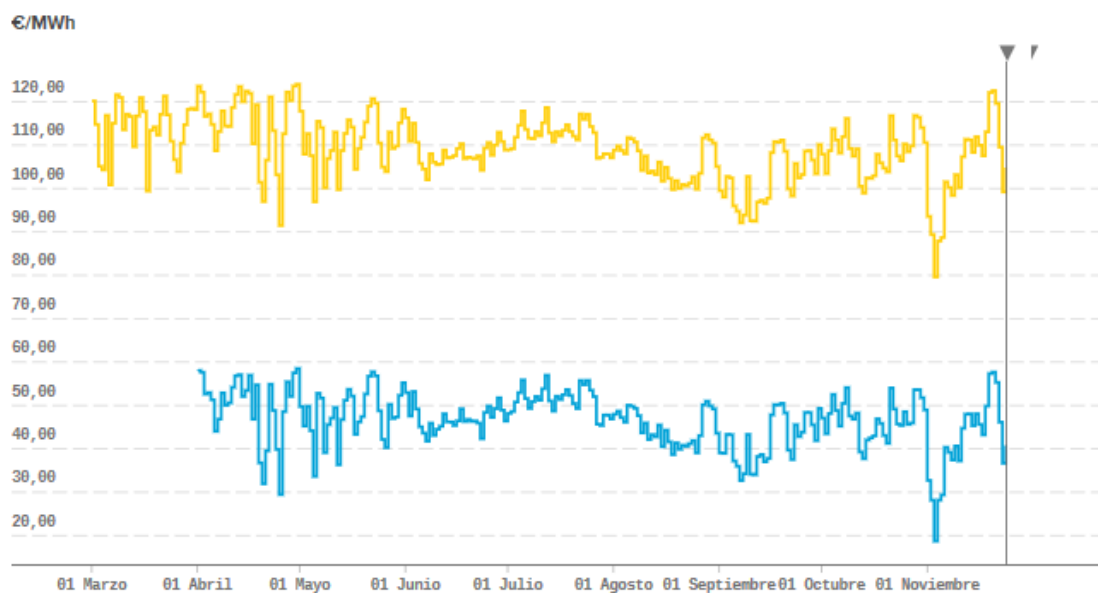
conecten instalaciones monofásicas de generación a la red de hasta 15 kW. Esto era necesario y lógico dado que anteriormente el límite estaba en 5kW mientras que la potencia máxima permitida contratada en monofásico era y es de 14,49kW.

Después de ver la situación actual de manera genérica, se va a tratar la situación para la modalidad que aplica en este proyecto, que es la de autoconsumo acogido a compensación con excedentes. Para poder acogerse a dicha modalidad se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Fuente de energía primaria de origen renovable
- La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
- La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retribuido adicional o específico.
- Se haya firmado un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo entre productor y consumidor, aunque éstos sean la misma persona (física o jurídica).
- Si se ha suscrito un contrato de suministro para los servicios auxiliares, este contrato debe ser único para el consumo y para los servicios auxiliares con una empresa comercializadora.

En la modalidad que aplica en este proyecto, según RD 244/2019, existen dos formas de realizar la compensación: a) vender la energía en el pool; b) compensar mensualmente los excedentes vendidos, al precio pactado con la comercializadora con el consumo de la red, a un precio igualmente pactado (compensación simplificada). En el caso de este proyecto se opta por la opción b) ya que no es el objetivo de esta instalación el de considerarse como productora, pues el objetivo es el autoconsumo. Esta modalidad de compensación simplificada consiste en una compensación económica de la energía excedentaria horaria del consumidor en el período de facturación, que es de un mes. La energía procedente de la instalación de autoconsumo que no sea consumida de manera instantánea o acumulada (en todas las modalidades se permite el uso de acumuladores de energía) será inyectada a red. Por otro lado, cuando para el consumo instantáneo no sea suficiente la energía producida por la instalación, ésta se compra a la red a un precio pactado en el contrato de suministro (PVPC, precio de venta al pequeño consumidor, o de mercado libre pactado con la comercializadora).

En relación a este precio de venta de energía que se acaba de mencionar, aunque a través del RD 244/2019, del 5 de abril se daban 3 meses para la adaptación de las empresas comercializadoras para llevar a cabo dicha compensación, ésta no se ha regulado hasta el día 22/11/2019, mediante el informe regulatorio sobre esta materia por parte de la CNMC (Comisión Nacional de Mercados y Competencias). Por otro lado, en la página web oficial de Red Eléctrica de España, a través de la creación de la nueva web [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es), sí que se estableció un precio para la energía inyectada en red, como se muestra en la siguiente imagen extraída de esta misma web [6].



*Ilustración 16. Precios de la energía por REE*

Por ello, para llevar a cabo el estudio económico se va a considerar un margen de un +/- 20% sobre la media proporcionada por este gráfico de REE con el objetivo de estudiar la amortización de la instalación en diferentes escenarios.

Como conclusión, el 2019 ha supuesto un año de grandes cambios a nivel legislativo que han permitido avanzar hacia una transición ecológica sin demasiados obstáculos. Recientemente, el 22 de noviembre de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 17/2019, el cual establece que se mantendrá durante los próximos 12 años la tasa de rentabilidad que fijó el Gobierno para el denominado primer periodo regulatorio, es decir, que los productores de energía renovable seguirán cobrando lo que venían cobrando por kilovatio hora producido hasta el año 2030. Con esto se disipa la incertidumbre que rodeaba hasta ahora al sector, que temía que esa tasa (denominada de rentabilidad razonable) fuese reducida. Este Real Decreto-ley supone un gran paso para garantizar y otorgar estabilidad y seguridad jurídica a los propietarios de instalaciones de generación renovable, además de construir una base para la confianza de los futuros inversores, muy necesarias para cumplir con los objetivos planteados en el borrador del Plan Nacional Integrado (PNI) de Energía y Clima 2021-2030 y abordar los objetivos de incremento de renovables a 2030 y 2050, señalados por la Unión Europea.

## 4 Memoria técnica

### 4.1 Elección del panel fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos están formados por células FV agrupadas que se encargan de convertir la radiación solar en energía eléctrica. Estos módulos se pueden conectar en serie y en paralelo con el objetivo de obtener la tensión (nº paneles en serie) y corriente (nº paneles en paralelo) deseados en la instalación.

Dichas células pueden ser de diferentes tecnologías, aunque principalmente se destacan las de silicio monocristalino y silicio policristalino.

Actualmente, hay mucha competencia en el mercado de paneles FV debido al auge al que esta tecnología está siendo sometida. Para la elección de los paneles de esta instalación se han escogido 4 fabricantes, que destacan en el sector por su amplio recorrido en él y su experiencia con la fabricación de los módulos, con el objetivo de compararlos, mediante un sistema multicriterio, y seleccionar el panel que mejor se adapte a la solución para este proyecto.

En la descripción de alternativas siguientes se muestran 4 modelos de paneles monocristalinos y 4 modelos policristalinos.

Características relevantes	MARCAS			
	Jinko Solar	Trina Solar	Sun Power	Art Solar
<i>Tecnología de las células</i>	Monoc. PERC.	Monocristalino	Monocristalino	Monocr. PERC.
<i>Nº de células por módulo</i>	72	120	60	72
<i>Potencia nominal (Pnom, W)</i>	390	340	327	370
<i>Eficiencia (%)</i>	19,44	19,9	21,4	19,1
<i>Tensión máx. potencia (V)</i>	41,1	34,2	54,7	39,6
<i>Corriente máx. potencia (A)</i>	9,49	9,94	5,98	9,35
<i>Tensión circuito abierto (Voc)</i>	49,3	41,1	64,9	48,2
<i>Corriente cortocircuito (Isc)</i>	10,12	10,6	6,46	9,8
<i>Dimensiones (mm)</i>	2002x1002*6	1698x1004x35	1559x1046x46	1956x992x40
<i>Peso (kg)</i>	28,2	18,7	18,6	21
<i>Garantía</i>	12 años de producto 30 años de potencia lineal	10 años de producto 25 años de potencia lineal	25 años de producto 25 años de potencia lineal	12 años de producto 30 años de potencia lineal
<i>Precio</i>	201 €/ud	175 €/ud	186 €/ud	145 €/ud

Tabla 5. Alternativas fabricantes paneles solares monocristalinos

Características relevantes	MARCAS			
	Jinko Solar	Trina Solar	Art Solar	SunPower
<i>Tecnología de las células</i>	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino
<i>Nº de células por módulo</i>	72	72	72	72
<i>Potencia nominal (P<sub>nom</sub>, W)</i>	320	340	330	370
<i>Eficiencia (%)</i>	16,49	17,5	17	16,5
<i>Tensión máx. potencia (V)</i>	37,4	37,8	37,4	42,6
<i>Corriente máx. potencia (A)</i>	8,56	8,99	8,83	8
<i>Tensión circuito abierto (V<sub>oc</sub>)</i>	46,4	46,2	46,1	51,3
<i>Corriente cortocircuito (I<sub>sc</sub>)</i>	9,05	9,42	9,3	8,52
<i>Dimensiones (mm)</i>	1956x992x40	1960x992x40	1960x992x40	2067x998x46
<i>Peso (kg)</i>	26,5	22,5	21	23,1
<i>Garantía</i>	10 años de producto 25 años de potencia	10 años de producto 25 años de potencia	12 años de producto 25 años de potencia	10 años de producto 25 años de potencia
<i>Precio</i>	140 €/ud	180 €/ud	130 €/ud	175 €/ud

Tabla 6. Alternativas fabricantes paneles solares policristalinos

\*Estos datos han sido tomados en condiciones de medida estándar (STC): T<sup>a</sup> de 25°C, AM 1,5 (masa de aire) y una radiación solar de 1kW/m<sup>2</sup>.

Hay que aclarar que, por un lado, la garantía de producto se refiere a los fallos de funcionamiento, uso e instalación y condiciones de servicio normales. Por otro lado, la garantía de potencia lineal se refiere a la curva de degradación de potencia con el tiempo por cada panel solar, es decir, la empresa se compromete, durante los años de garantía de potencia lineal a que, si la potencia de salida del panel está fuera de los parámetros de la curva de degradación dados por el fabricante, reemplazará, reparará o reintegrará la potencia faltante de dicho módulo/s.

Para llevar a cabo la comparativa se van a dar pesos (en %) a las características que tengan más relevancia a la hora de elegir el panel fotovoltaico. En primer lugar, cabe comentar que los paneles policristalinos, aunque son más baratos son menos eficientes, esto es por su proceso de fabricación, en el cual se funde el silicio en bruto en un molde para darle forma. En este proceso no solo se utiliza una cantidad mucho menor de silicio, sino que además se evitan pérdidas en la fase de producción.

Los pesos asignados son los que se muestran en la tabla siguiente:

<i>Eficiencia</i>	30%
<i>Garantía</i>	10%
<i>Precio</i>	60%

Tabla 7. Relevancia en % de las características de los paneles

La justificación de la asignación de los pesos es la siguiente:

- Eficiencia: Se le asigna, aproximadamente, un tercio del peso puesto que no hay gran diferencia entre las eficiencias de los distintos paneles expuestos.

- Garantía: Su poco peso se debe a que, actualmente, la mayoría de los fabricantes y, en concreto los elegidos para la comparativa, dan unas muy amplias y semejantes garantías.
- Precio: se le asigna el mayor peso ya que tiene un impacto directo en la amortización del proyecto, además de ser un factor clave de cara al cliente. En este caso la ponderación se realiza en función del precio por watio de cada equipo.

A continuación, se presenta una comparativa en forma de tabla multicriterio por la cual se llega a la mejor alternativa del panel solar fotovoltaico que más conviene en el presente proyecto.

CRITERIO	PESO	Monocristalinos				Policristalinos			
		Jinko Solar	Trina Solar	Art Solar	SunPower	Jinko Solar	Trina Solar	Art Solar	SunPower
		Puntos	Puntos	Puntos	Puntos	Puntos	Puntos	Puntos	Puntos
ECONOMICOS									
Precio	60%	6,4	6,4	8,42	5,8	7,5	6,2	10	7,7
Ponderación		3,84	3,84	5,05	3,48	4,5	3,72	6	4,62
MEDIO AMBIENTALES									
Eficiencia eléctrica	30%	9	9,3	8,9	10	7,7	8,2	7,9	8
Ponderación		2,7	2,79	2,67	3	2,31	2,46	2,37	2,4
FUNCIONALES									
Garantía	10%	9	8	9	10	8	8	8,5	7
Ponderación		0,9	0,8	0,9	1	0,8	0,8	0,85	0,7
PUNTUACIÓN PONDERADA	100 %	7,44	7,43	8,62	7,48	7,61	6,98	9,22	7,72

Tabla 8. Comparativa multicriterio paneles solares

Con los resultados obtenidos anteriormente, se obtiene que el panel que resulta el más adecuado para esta instalación en función de los criterios establecidos es el de la marca Art Solar con tecnología policristalina.

## 4.2 Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos

Cuando se plantea la orientación e inclinación de los paneles se debe tener en cuenta que el objetivo que se persigue con su determinación es el de aprovechar al máximo la radiación solar en los paneles en la mayor parte de las horas de sol.

La *orientación* se define con el azimut ( $\alpha$ ), que es el ángulo que forma con el sur, dado que nos encontramos en el hemisferio norte, la proyección sobre el plano horizontal de la línea recta que une la posición del Sol con el punto de observación.



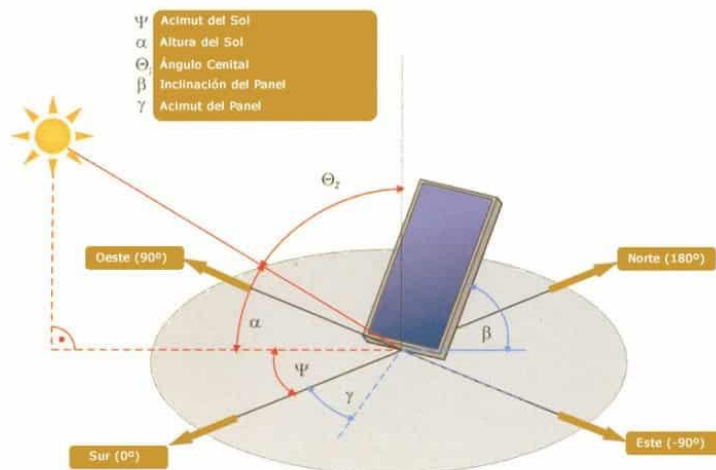


Ilustración 17. Orientación e inclinación de los paneles solares. Fuente: [www.sfe-solar.com](http://www.sfe-solar.com)

La orientación e inclinación de los paneles y las posibles sombras sobre el mismo deberán ser tales, que las pérdidas por ello sean inferiores a los límites de la siguiente tabla, extraída del pliego de condiciones técnicas del IDAE. En ella se distinguen 3 tipos de instalación de los paneles. Se considera *integración arquitectónica* cuando los módulos FV cumplen una doble función, energética y arquitectónica, y, además, sustituyen elementos constructivos convencionales. Por otro lado, se considera *superposición* cuando los paneles se colocan de manera paralela a la envolvente del edificio. Cabe decir que dentro de esta última definición no entran los módulos horizontales. Finalmente, serán considerados bajo el caso *general* todas aquellas colocaciones que no cumplan los requisitos para satisfacer a las dos anteriores.

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 9. Valores máximos de pérdidas en los generadores FV

En todos los casos han de cumplirse las 3 condiciones y no sólo el total, que no corresponde a la suma de las dos primeras. Para la instalación que atañe, y dado que se van a instalar los módulos FV inclinados y sobre el tejado del local sin sustituirlo y no de manera paralela, nos encontramos dentro del caso general.

Con el objetivo de minimizar las pérdidas por orientación e inclinación se van a determinar cuáles deben ser los valores óptimos para estos ángulos.

Por un lado, la orientación o azimut será de  $\alpha=0^\circ$  dado que al tener un tejado horizontal podemos orientar las placas directamente hacia el sur sin necesidad de desviarlas, pudiendo así aprovechar al máximo la irradiación solar.

Por otro lado, para la inclinación de los módulos se van a utilizar dos métodos para determinarla. Por un lado, el que se propone en el pliego de condiciones técnicas del IDAE (método del “mes peor”) y, por otro, mediante el uso de la aplicación PVGIS [7]. Esta aplicación es muy reconocida a nivel europeo y además cuenta con una muy amplia base de datos que la hace muy útil y precisa.

Finalmente, cabe decir que las pérdidas por sombras se consideran nulas al no tener ningún elemento (ni edificaciones ni vegetación) que pueda ser amenazador en este sentido.

#### 4.2.1 Ángulo óptimo según método del “mes peor”

Para realizar el cálculo con este método, se deben tener dos datos de partida: (I) la latitud del lugar en grados; (II) el período de diseño de la instalación. Con estos datos y con la siguiente tabla proporcionada en el pliego de condiciones técnicas del IDAE, se procede a calcular el ángulo óptimo de inclinación.

<i>Período de diseño</i>	$\beta_{opt}$	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

$\phi$  = Latitud del lugar en grados

Tabla 10. Ángulo óptimo de inclinación

En nuestra instalación y para este método de cálculo, el período de diseño será considerado anual para maximizar la producción energética. Sabiendo que el valor de la latitud que corresponde al lugar es de  $39^\circ$ , debemos restarle  $10^\circ$ , quedando un ángulo de inclinación óptimo de  $29^\circ$ .

#### 4.2.2 Ángulo óptimo según PVGIS

Con esta aplicación web, desarrollada y actualizada con la ayuda de la Comisión Europea, se pueden extraer los datos mensuales y diarios de irradiación para una localización determinada. Para el presente proyecto la localización se define en PVGIS con la siguiente información:

Localización: Avinguda Gabriel Roca nº 8, Palma, Mallorca

Latitud:  $39,569^\circ$  N

Longitud: 2,642° E

Al introducir estos datos en la aplicación, se obtiene que el ángulo óptimo de inclinación de los paneles debería ser de 35°.

Datos proporcionados:		Resultados de la simulación:	
Localización [Lat/Lon]:	39.569, 2.642	Ángulo de inclinación [°]:	35 (opt)
Horizonte:	Calculado	Ángulo de azimut [°]:	0
Base de datos:	PVGIS-CMSAF		
Tecnología FV:	Silicio cristalino		

Ilustración 18. Ángulo óptimo según PVGIS

Como conclusión de los resultados obtenidos con PVGIS y con el método propuesto en el pliego de condiciones técnicas del IDAE, se concluye que se va a aplicar el ángulo de inclinación de 35° obtenido con PVGIS. El motivo del rechazo del método del “mes peor” es que solo admite como dato inicial la latitud de la localización, mientras que PVGIS dispone de una base de datos mucho mayor que incluye un registro histórico también mayor. Por estos motivos el ángulo adoptado para este proyecto será de 35°.

4.3 Energía solar disponible en la localización proyectada

En cualquier instalación fotovoltaica resulta básico y esencial conocer los valores de radiación solar con el objetivo de ser conscientes de la cantidad de energía solar que se va a disponer en un emplazamiento concreto. En este caso se ha hecho uso de la base de PVGIS, importándola luego a PVSYST, para obtener la cantidad de energía solar disponible en el emplazamiento.

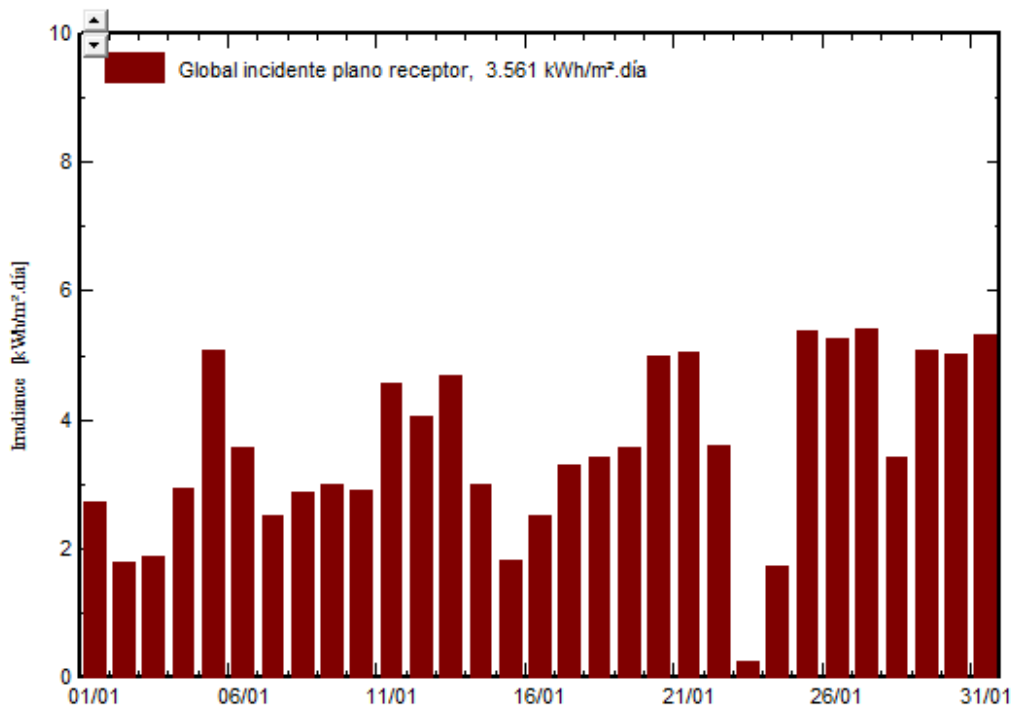
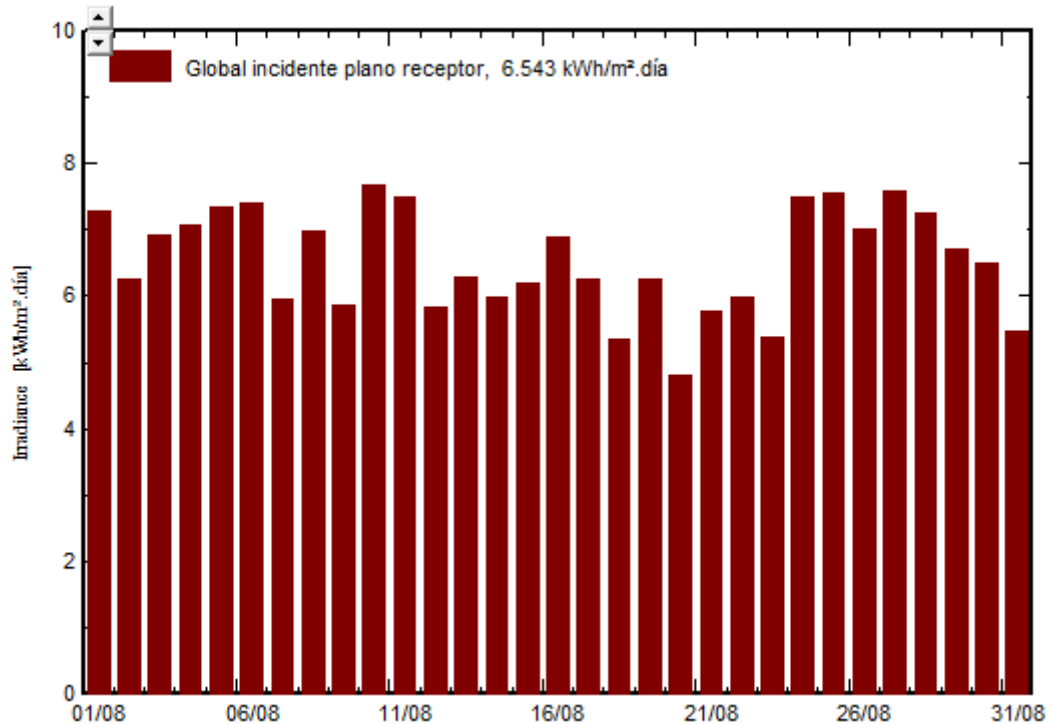


Ilustración 19. Irradiancia global en plano receptor en invierno



*Ilustración 20. Irradiancia global en plano receptor en verano*

Podemos observar, como es lógico, que se dispone de una mayor irradiancia solar en verano que invierno, siendo una diferencia notable. Esto influirá en el hecho de requerir más o menos energía de la red.

#### **4.4 Distancia mínima entre las ramas de paneles fotovoltaicos**

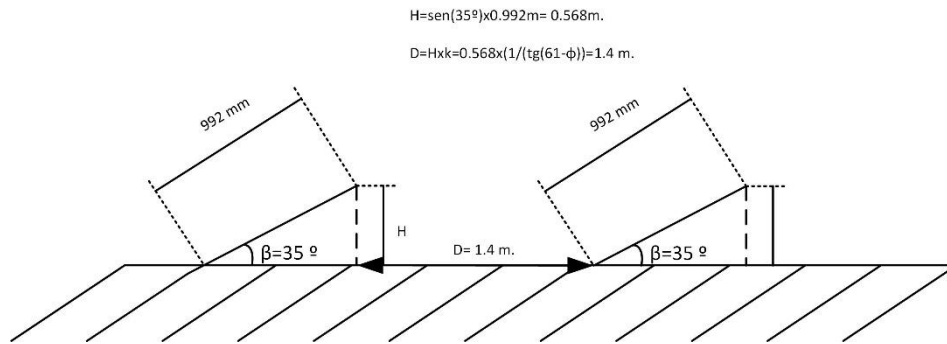
El objetivo cuando se calcula la distancia mínima entre paneles FV es el de anular las pérdidas por sombras entre los mismos durante las horas de sol. Para ello, se han seguido las recomendaciones del pliego de condiciones técnicas del IDAE. En él, se especifica la fórmula a utilizar para hallar el valor de esta distancia y con ella recomienda garantizar al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

La fórmula utilizada es la siguiente:

$$D = H \times k$$

Donde:

- D: distancia entre filas de módulos FV
- H: altura del módulo FV respecto al plano de instalación
- k: factor adimensional que incluye la latitud de la ubicación (39°)

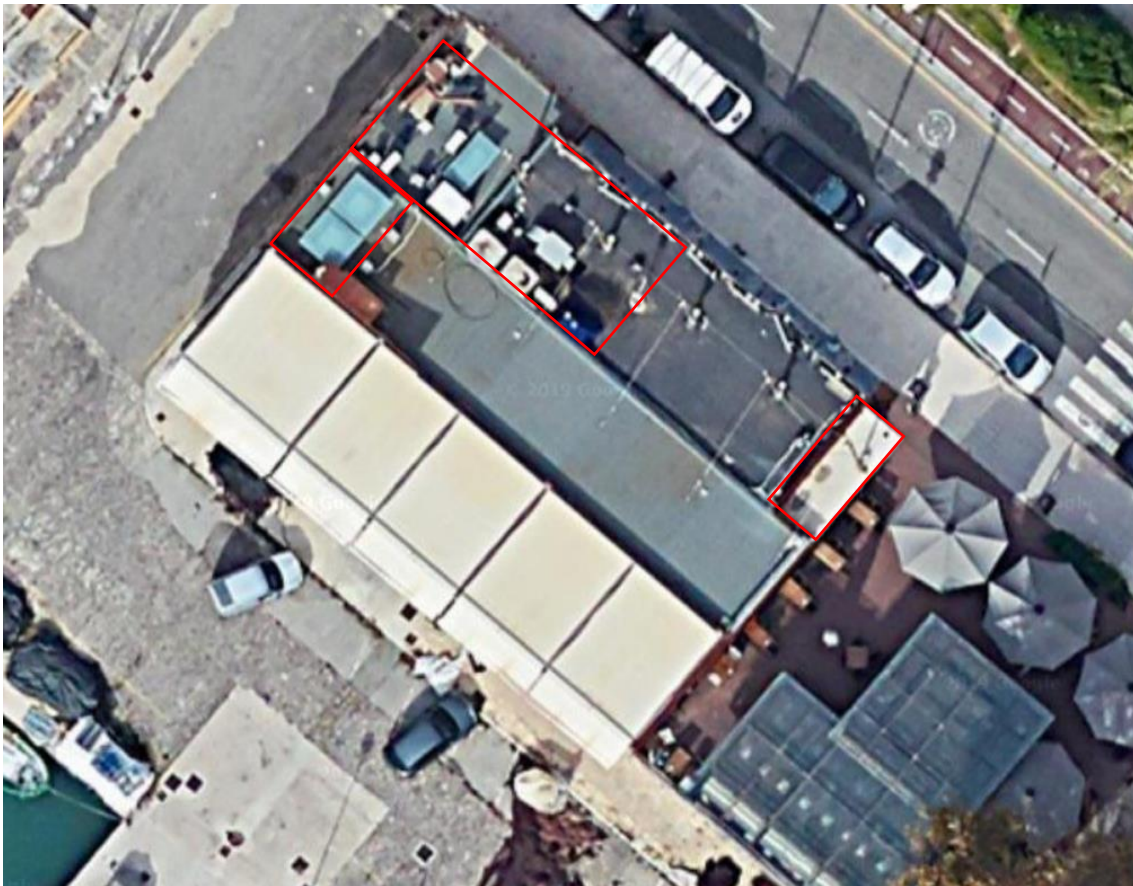


*Ilustración 21. Distancia mínima entre módulos FV*

$D = H \times k = 0.568 \text{ m} \times 2.475 = 1.4 \text{ m. de separación entre filas de módulos FV.}$

#### 4.4.1 Número total de paneles solares

A continuación, se procede a determinar el número de paneles solares totales que caben en el lugar de emplazamiento. En esta instalación, por motivos constructivos del local y la actual ocupación de parte de la cubierta, no se puede disponer del total de superficie de ésta. Se muestran las restricciones, en rojo, donde no se pueden colocar paneles, en la siguiente imagen.

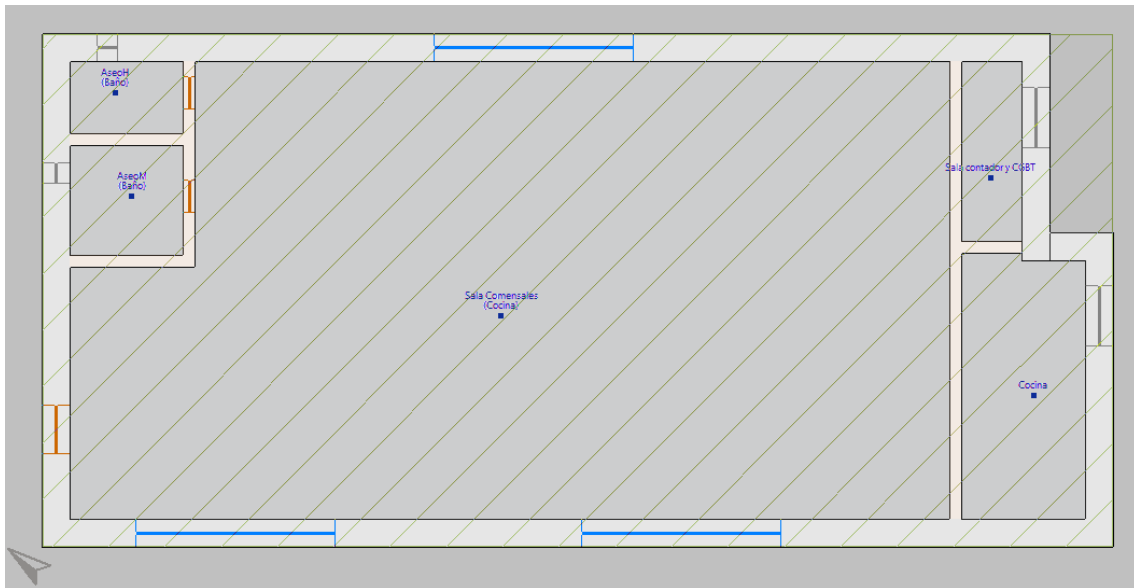


*Ilustración 22. Disponibilidad cubierta para colocar paneles*

Partiendo de esta base y con la información métrica del local, por la cual se tienen  $180 \text{ m}^2$  para la colocación de paneles solares, se ha procedido de la siguiente manera. Se ha recreado el local con



un software de dibujo 3D, proporcionado por la compañía SolarEdge, que permite simular la colocación de paneles FV en el emplazamiento real (en la ilustración 24, las partes no extruidas son las correspondientes a la zona restringida para colocar paneles).



*Ilustración 23. Vista interior del local de estudio*



*Ilustración 24. Vista 3D del local de estudio*



*Ilustración 25. Simulación de la colocación de los paneles solares (vista planta)*

En total han entrado 33 paneles que se deberán colocar como se muestra en las ilustraciones 25 y 24 para maximizar la producción. Cabe recordar que los paneles son de 330 Wp, con lo que el total de potencia pico instalada será de 10,89kWp.

#### **4.5 Elección del inversor**

El inversor o convertidor DC/AC es el elemento de la instalación que nos convertirá la corriente de entrada en DC, proveniente de los paneles FV, a una corriente en CA en la salida. Esto nos interesa dado que todos los consumos que se tienen en el local son en corriente alterna (AC).

A la hora de buscar un inversor que sea adecuado para nuestra instalación debemos tener en cuenta varias cosas. El pliego de condiciones técnicas del IDAE define una serie de puntos que los inversores deben cumplir. Ahí define las características básicas que éstos deben presentar, y son:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente
- Autoconmutados
- Seguimiento automático del PMP (punto de máxima potencia) del generador

- No podrán funcionar en isla o modo aislado

Además, según la directiva de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, deberán incorporar protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna
- Tensión de red fuera de rango
- Frecuencia de red fuera de rango
- Sobretensiones, mediante varistores o similares
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Todos estos detalles comentados arriba, en general, suelen ser ya incorporados por la mayoría de los fabricantes. Por otro lado, en el mismo Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, también se recogen las características eléctricas y de funcionamiento a cumplir por los inversores, de las cuáles se destacan las siguientes:

- Si la irradiación solar resulta un 10% superior a las CEM (condiciones estándar de medida), el inversor deberá seguir entregando potencia a la red de forma continuada. Además, soportará picos del 30% sobre las CEM durante un máximo de 10 segundos.
- El rendimiento de la potencia en AC de salida del inversor cuando trabaje entre un 50% y un 100% de su potencia nominal deberá ser como mínimo un 92% y 94% respectivamente.
- El consumo de los equipos en vacío (“stand-by” o modo nocturno) deberá ser inferior al 2% de su potencia nominal de salida.
- El FP de la potencia generada será superior al 95% cuando el inversor trabaje entre un 25%-100% de su potencia nominal.
- Para potencias mayores al 10% de la potencia nominal del inversor, éste deberá inyectar en red.

Además, una de las normas que se modifica para el impulso del autoconsumo mediante la disposición final cuarta del RD 244/2019, es el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, con el fin de permitir que se conecten instalaciones monofásicas de generación a la red de hasta 15 kW. Por ello, y dado que el suministro que tiene el local contratado actualmente es monofásico, se va a escoger un inversor monofásico.

Para determinar la potencia del inversor se debe introducir el concepto de ratio DC/AC. Esta relación hace referencia a la potencia nominal de la instalación FV (DC) versus la potencia nominal de salida del inversor. Con el objetivo de determinar qué relación debe haber entre ambas



magnitudes con tal de dimensionar el inversor correctamente, primero se van a exponer dos razones según las cuales, dicha relación debe ser mayor que la unidad. Según James Doyle, analista energético de la compañía SolarBay [8] y del artículo técnico publicado por la compañía SMA (reconocido fabricante de inversores) al respecto y redactado por Carsten Wendt [9], el cual aporta una perspectiva económica, juntamente con Andreas Tügel, quien aporta la perspectiva técnica, existen dos razones principales por las cuales subdimensionar el inversor en una instalación solar fotovoltaica:

- Razón nº 1: Los paneles solares raramente trabajan a la potencia nominal que aparece en la hoja de características de los mismos. Esto es porque los datos nominales que dan los fabricantes han sido obtenidos bajo unas condiciones estándar de funcionamiento, que son: temperatura de operación del módulo de 25°C, irradiación de 1000W/m<sup>2</sup> constante y una masa de aire de 1,5. La mayoría del tiempo, los paneles darán una potencia inferior a la indicada bajo dichas condiciones puesto que la realidad dista mucho de estas condiciones.
- Razón nº 2: Optimización del coste de los inversores y otro equipamiento del lado de alterna. Si se colocase un inversor cuya ratio fuera la unidad se estaría sobredimensionando el componente, por la razón nº 1 y, con ello, todos los componentes aguas abajo del inversor, como las protecciones, cableado y otros.

Ahora bien, en estas condiciones podría ocurrir que el inversor estuviera sobrecargado, sobre todo en los días más soleados y, podría parecer un error subdimensionarlo. Por eso, a diferencia de cómo se hacía hace unos años, en los que el precio de los paneles era más elevado que hoy día y se evitaba el “recorte” de potencia por parte del inversor para poder maximizar la obtención de los kWh obtenidos por cada kW instalado, los inversores actuales “recortan” el exceso de potencia que se pueda producir en algunos días del año, no consumiendo dicha potencia y, por tanto, no recibiendo ningún daño a nivel interno por ello. Esto supone un ahorro en el inversor, que es un componente caro y, consecuentemente una reducción de costes aguas abajo del mismo. Obviamente, tal y como comentan los autores arriba mencionados en sus publicaciones, existe un límite para esta ratio DC/AC. Se puede aumentar la ratio mientras no se exceda ningún parámetro establecido por el fabricante. Con todo ello, subdimensionar el inversor no sólo tiene sentido técnicamente, sino que también supone un retorno de la inversión más rápido. Concluyendo, los autores de las publicaciones mencionadas recomiendan una ratio DC/AC de entre 1,2 (valor más extendido) a 1,5 (para aplicaciones especiales).

En el caso de este proyecto se va a tomar la ratio 1,2 para obtener los beneficios mencionados anteriormente. Con lo cual, se necesita un inversor de la potencia siguiente:

$$\frac{DC}{AC} = 1,2 \rightarrow \frac{10,89kW}{Pot. inv} = 1,2 \rightarrow Pot. inv = 9kW$$

Con ello, el inversor escogido, es un inversor monofásico de 9kW de potencia nominal de salida de la marca Canadian Solar que, además, cumple los requisitos recogidos en el PCT del IDAE.



Ilustración 26. Inversor monofásico CSI-9KTL1P-GI-FL

## 4.6 Configuración de la instalación fotovoltaica

### 4.6.1 Rango de temperaturas de los paneles

Antes de realizar el cálculo relativo a las tensiones por string que se desean obtener, teniendo en cuenta la máxima tensión admisible ( $U_{DC,MAX}$ ) del inversor, es necesario conocer el rango de temperaturas que pueden llegar a alcanzar como máximo los paneles FV para así determinar la configuración para el peor de los casos.

Primero, se necesitan conocer las temperaturas máximas y mínimas registradas en el lugar de emplazamiento de la instalación. Para ello, se ha recurrido a la base de datos de AEMET [10]. A continuación, se muestra una captura de la pantalla de búsqueda en AEMET donde se refleja el valor de temperatura más alto y más bajo registrado en su estación, así como su fecha de registro desde 1978.

Palma, Puerto

Latitud: 39° 33' 12" N - Longitud: 2° 37' 31" E

Altitud: 3 m - Posición: Ver localización

Intervalos de validez por variables:

Precipitación: 1978-2019 Temperatura: 1978-2019 Viento: 1978-2019

Variable	Annual
Tem. máx. absoluta (°C)	38.0 (21 jul 2003)
Tem. mín. absoluta (°C)	-0.1 (04 feb 2012)

Ilustración 27. Registro de temperaturas AEMET

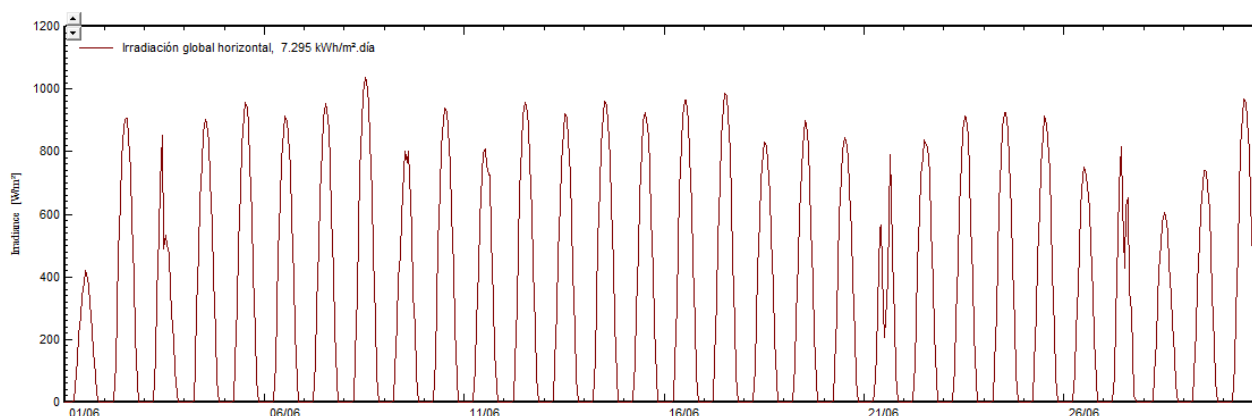
Con estos datos, ya se puede proceder al cálculo de las temperaturas máximas y mínimas de las células solares. Para ello, se sigue el procedimiento propuesto en el Anexo I del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. La fórmula que se propone es la siguiente:

$$T_c = T_{amb} + \frac{[E * (TONC - 20)]}{800}$$

Donde:

- $T_c$ :  $t^a$  de las células solares, en  $^{\circ}\text{C}$
- $T_{amb}$ :  $t^a$  ambiente de la localización, en  $^{\circ}\text{C}$
- $E$ : Irradiancia solar medida con la CTE<sup>1</sup> equilibrado, en  $\text{W}/\text{m}^2$ .
- $TONC$ :  $t^a$  de operación nominal del módulo, en  $^{\circ}\text{C}$ . Dato del fabricante,  $45^{\circ}\text{C}$ .

Definidas las variables, empezaremos por determinar la temperatura máxima de las células. Primero, se obtendrá el valor de la irradiancia solar máxima ( $E$ ). Con la ayuda del software PVSYST se puede ver cuál es el mes que presenta el pico de irradiancia máxima, para luego obtener el día concreto. A continuación, se muestra el mes completo que contiene dicho pico.



*Ilustración 28. Mes con irradiancia máxima*

A partir de la imagen 28 se ha detectado que el día de máxima irradiancia es el 08/06, con lo cual se ha hecho un gráfico solo para este día y mirado su valor con mayor precisión, exportando los valores a un documento .txt, dando como resultado  $E=1038 \text{ W}/\text{m}^2$ .

<sup>1</sup> Célula de tecnología equivalente. Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los demás módulos FV que forman la instalación.

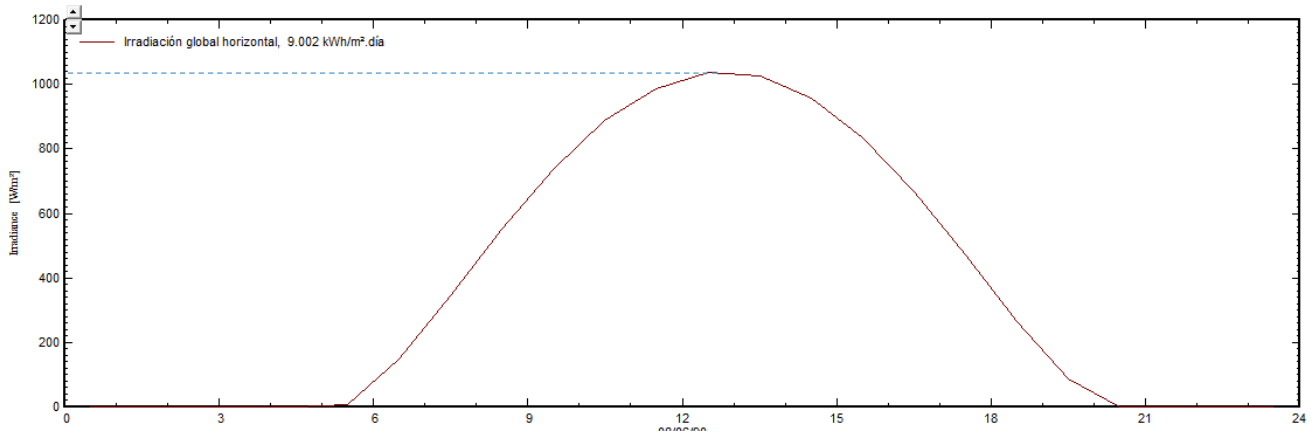


Ilustración 29. Día de máxima irradiancia

$$T_{c,max} = 38 + \frac{[1038 * (45 - 20)]}{800} = 70,43^{\circ}C$$

Ahora se procede igualmente para la temperatura mínima:

$$T_{c,min} = -0.1 + \frac{[100 * (45 - 20)]}{800} = 3,025^{\circ}C$$

Con esto, y sabiendo el rango de temperaturas que da el fabricante para el modelo del panel FV elegido comprobamos.

TONC=45°C	T <sub>c,MAX</sub>	T <sub>c,MIN</sub>
T <sub>amb,MAX</sub>	70,43°C	-
T <sub>amb,MIN</sub>	-	3.025°C
Datos fabricante	85°C	-40°C

Con lo cual, vemos que estamos dentro de los datos ofrecidos por el fabricante.

#### 4.6.2 Rango de tensiones de los paneles

Una vez se tienen las temperaturas máximas y mínimas que se podrían producir en los paneles ya se puede proceder con las correcciones por temperatura que sufren los mismos debido a estas. Es sabido que a mayor temperatura de trabajo de panel menor tensión ofrecerá y viceversa.

En este caso también se aplica una fórmula comúnmente usada para corregir valores con incrementos:

$$U_f = U_i + \Delta U * \Delta T$$

Donde:

- U<sub>i</sub>: tensión inicial, en V.
- U<sub>f</sub>: tensión final, en V.

- $\Delta U$ : decremento de la tensión con la temperatura. Dato del fabricante, en mV/°C. El valor es de -168mV/°C.
- $\Delta T$ : incremento de temperatura.  $T_2 - T_1$ . Donde  $T_2$  es la  $t^a$  a la que se desea saber la tensión y,  $T_1$  es la  $t^a$  de referencia de la tensión inicial, en nuestro caso y dado por el fabricante vale 25 °C.

Ahora vamos a proceder al cálculo para la tensión de circuito abierto ( $U_{OC}$ ) y la tensión de máxima potencia ( $U_{PMP}$ ).

$$U_{oc, max} = U_{oc} + \Delta U * \Delta T$$

$$U_{oc, max} = 46,1 + [-168m * (3.025 - 25)] = 49,79 V$$

$$U_{oc, min} = 46,1 + [-168m * (70,43 - 25)] = 38,46 V$$

$$U_{pmp, min} = 37,4 + [-168m * (70,43 - 25)] = 29,76 V$$

$$U_{pmp, max} = 37,4 + [-168m * (3.025 - 25)] = 41,09 V$$

### 4.6.3 Cálculo de la asociación de los paneles solares

#### 4.6.3.1 Paneles en serie

La obtención del número de paneles en serie determinará la tensión de entrada al inversor. Ésta interesa que caiga dentro de su rango de máxima potencia en todo momento. La máxima tensión de salida en cada panel se producirá a circuito abierto.

$$N_{max\ serie} = \frac{U_{pmp, max} (inversor)}{U_{oc, max} (panel)} = \frac{500}{49,79} \sim 11\ paneles\ en\ serie$$

$$N_{min\ serie} = \frac{U_{pmp, min} (inversor)}{U_{pmp, min} (panel)} = \frac{110}{29,76} \sim 4\ paneles\ en\ serie$$

Aquí, hay que aclarar que el redondeo para los paneles en serie se ha hecho al alza dado que es muy poco probable que se esté trabajando normalmente con la máxima tensión de salida del panel ya que ello supondría estar a -0,1°C, lo cual es muy improbable en Mallorca. De estos resultados, escogemos poner 11 paneles en serie, el máximo, dado que así la tensión que se obtendrá será mayor y, consecuentemente circulará una menor intensidad de corriente. Esto nos llevará a tener menos pérdidas por efecto Joule en el cableado.

#### 4.6.3.2 Paneles en paralelo

La determinación de los ramales o grupos de paneles en paralelo nos determinará la intensidad de la corriente de entrada al inversor. En este caso, dado que ya tenemos determinados los paneles en serie y el número total de paneles de la instalación, nos obligamos a tener 3 ramas en paralelo con 11 paneles en serie en cada rama.

Ahora, procedemos a verificar que la corriente máxima de salida de los paneles está dentro del límite del inversor. Para ello, se debe considerar que el inversor tiene 3 seguidores del punto de máxima potencia, contando con una entrada para cada seguidor. Por ello, se dividen las 3 ramas de manera individual.

$$I_{sc,max} = I_{sc} * n^{\circ}ramas = 9.3 * 1 = 9,3 A$$

De la hoja de datos del fabricante del inversor se obtiene que la máxima corriente de cortocircuito de entrada es de 15,6 A por cada seguidor de PMP, con lo cual queda verificado.

Además, se comprueba, la máxima corriente de entrada para el punto de máxima potencia, que, según el fabricante del inversor, la máxima permitida es de 10 A por seguidor de PMP.

$$I_{pmp,max} = 8,83 * 1 = 8,83 A < 10A$$

También queda verificada la corriente máxima de entrada para el punto de máxima potencia.

#### 4.7 Producción esperada

Con la instalación ya definida completamente en PVSYST se puede obtener una aproximación de la energía producida por la instalación FV que se espera.

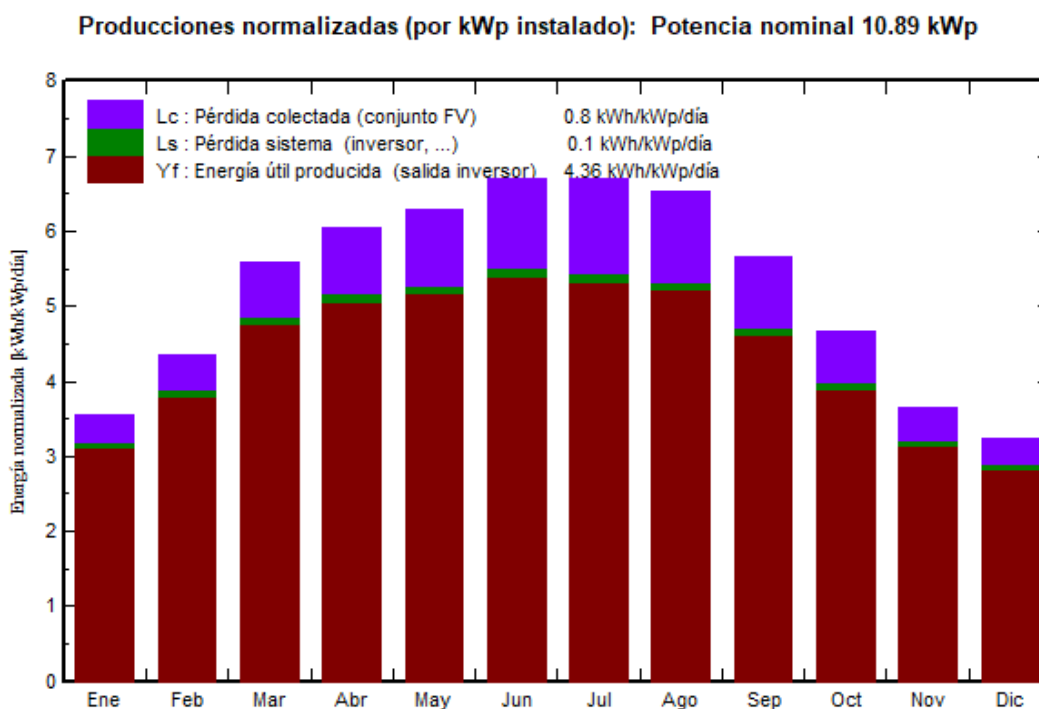


Ilustración 30. Energía FV esperada de la instalación

Por otro lado, se muestra en la siguiente tabla un balance de los resultados de producción principales.

**Balances y resultados principales**

	<b>GlobHor</b>	<b>DiffHor</b>	<b>T_Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_User</b>	<b>E_Solar</b>	<b>E_Grid</b>	<b>EFrGrid</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
<b>Enero</b>	66.7	29.27	8.41	110.4	104.6	1076	2689	642	405.7	2047
<b>Febrero</b>	84.3	38.82	9.36	122.0	115.5	1183	2338	669	483.4	1669
<b>Marzo</b>	136.9	50.66	12.48	173.4	163.9	1636	2641	941	651.6	1700
<b>Abril</b>	167.5	66.48	15.22	181.5	170.9	1684	2521	927	713.9	1595
<b>Mayo</b>	203.1	77.81	19.44	195.3	183.4	1777	2762	1057	673.6	1704
<b>Junio</b>	218.8	74.69	23.47	201.3	189.0	1795	2561	1008	740.3	1553
<b>Julio</b>	219.9	78.34	25.84	207.7	195.1	1832	2683	1092	692.9	1591
<b>Agosto</b>	195.0	75.80	25.80	202.8	190.9	1794	2805	1100	648.4	1705
<b>Septiembre</b>	143.2	56.53	21.55	170.0	160.4	1540	2376	838	662.2	1538
<b>Octubre</b>	106.1	48.00	18.65	145.0	137.1	1341	2733	819	488.0	1914
<b>Noviembre</b>	69.2	31.56	13.16	109.8	103.9	1048	2614	656	364.5	1958
<b>Diciembre</b>	58.8	28.12	9.82	100.6	95.2	975	2455	580	369.8	1875
<b>Año</b>	1669.7	656.08	16.98	1919.7	1809.9	17681	31178	10330	6894.3	20849

Tabla 11. Producción esperada

Donde:

-*GlobHor*: Irradiación global horizontal

-*EArray*: Energía efectiva en la salida del conjunto

-*DiffHor*: Irradiación difusa horizontal

-*E\_User*: Energía suministrada al usuario

-*Tamb*: Temperatura ambiente

-*E\_Solar*: Energía autoconsumida

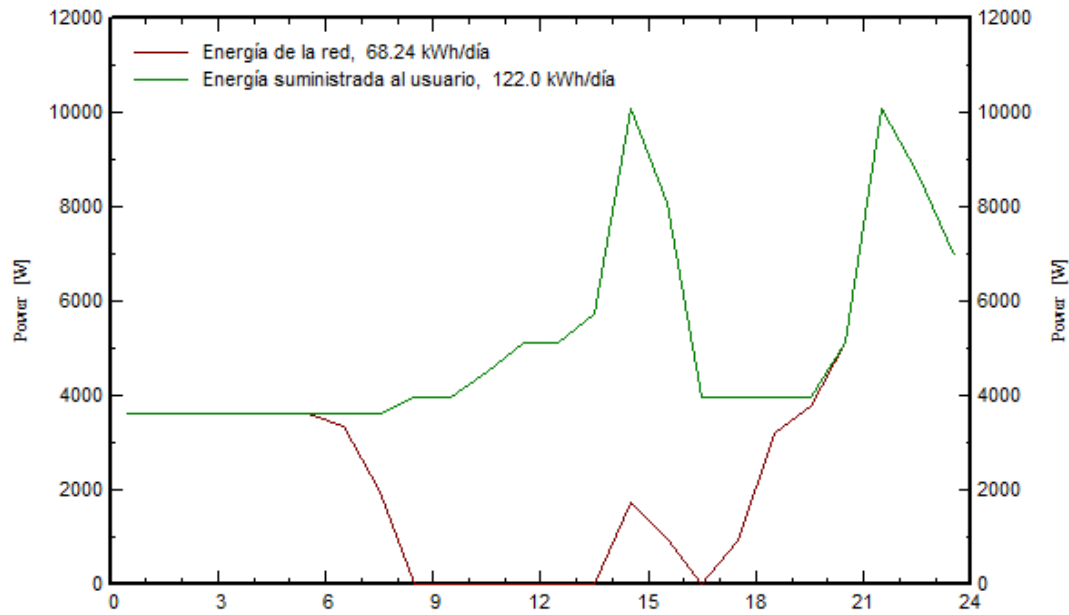
-*GlobInc*: Global incidente plano receptor

-*E\_Grid*: Energía inyectada en la red

-*GlobEff*: Global efectivo

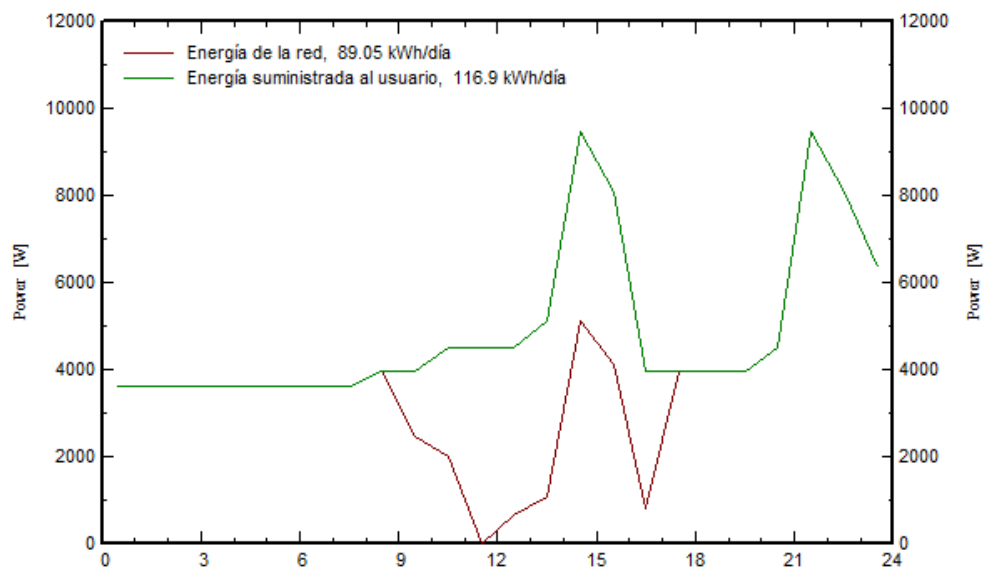
-*EFrGrid*: Energía consumida de la red

Con la ayuda también del software PVSYST, una vez definidas todas las condiciones de entorno, componentes, longitudes de cable y sus pérdidas y necesidades de consumo por horas diarias, se pueden obtener comparativas para poder interpretar y verificar el correcto dimensionado de la instalación. A continuación, se muestra un gráfico cuyas variables son la energía consumida por el usuario en un día de verano y la energía que se requiere de la red, con lo que se deduce la energía consumida de la instalación FV.



*Ilustración 31. Energía consumida contra energía consumida de la red en verano*

Como se puede observar en la ilustración 31, durante las horas de sol, la demanda del usuario queda prácticamente cubierta por la instalación requiriendo muy poca potencia de la red. De hecho, el área comprendida entre la línea verde y la roja es la energía suministrada por las placas FV. Seguidamente se muestra el mismo gráfico para un día de invierno, para el mes de diciembre.



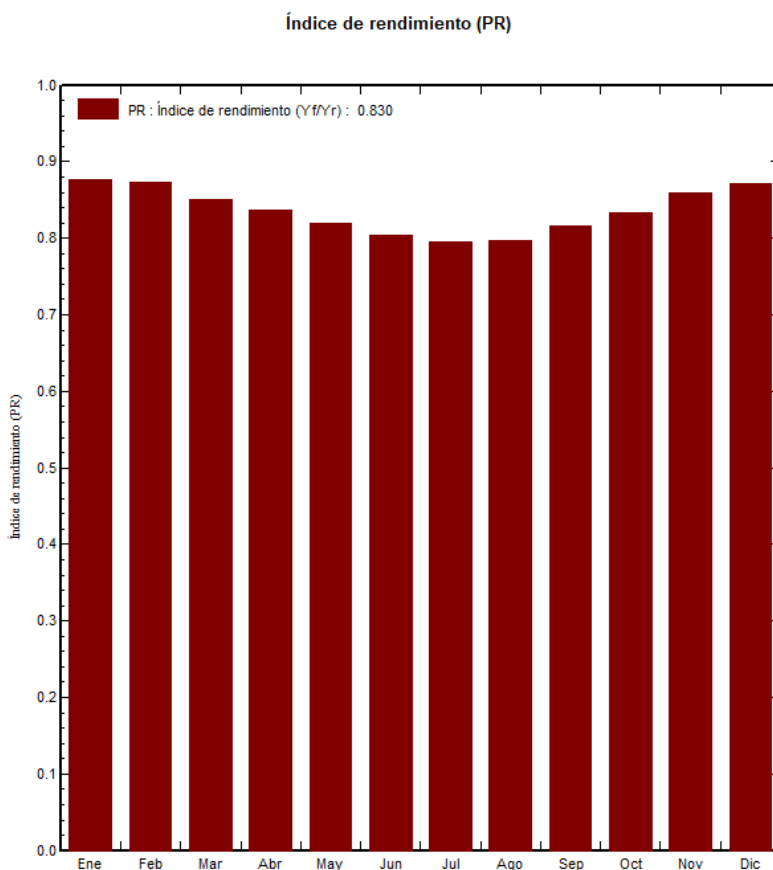
*Ilustración 32. Energía consumida contra energía consumida de la red en invierno*

En este último gráfico se puede ver claramente la necesidad de la contribución de la energía de la red para cubrir los consumos del restaurante.



#### 4.7.1 Pérdidas de la instalación e índice de rendimiento

A continuación, después de haber realizado la simulación mediante el software PVSYST, se puede visualizar el rendimiento que tiene la instalación. Este término representa la relación entre la energía útil producida a la salida del inversor y la energía incidente de referencia en el plano receptor. En la página siguiente se muestra el gráfico del índice de rendimiento en por unidad.



*Ilustración 33. Índice de rendimiento de la instalación*

Se puede observar que el valor 0,83 que se obtiene de la media es un valor elevado y que indica que los componentes están correctamente dimensionados.

Por otro lado, el motivo de no obtener una conversión de energía solar a eléctrica del 100% sino del 83% es la existencia de pérdidas por diferentes motivos como la suciedad en los paneles, pérdidas por efecto Joule, rendimiento del inversor, entre otras.

Se muestra a continuación el diagrama de pérdidas de la instalación.

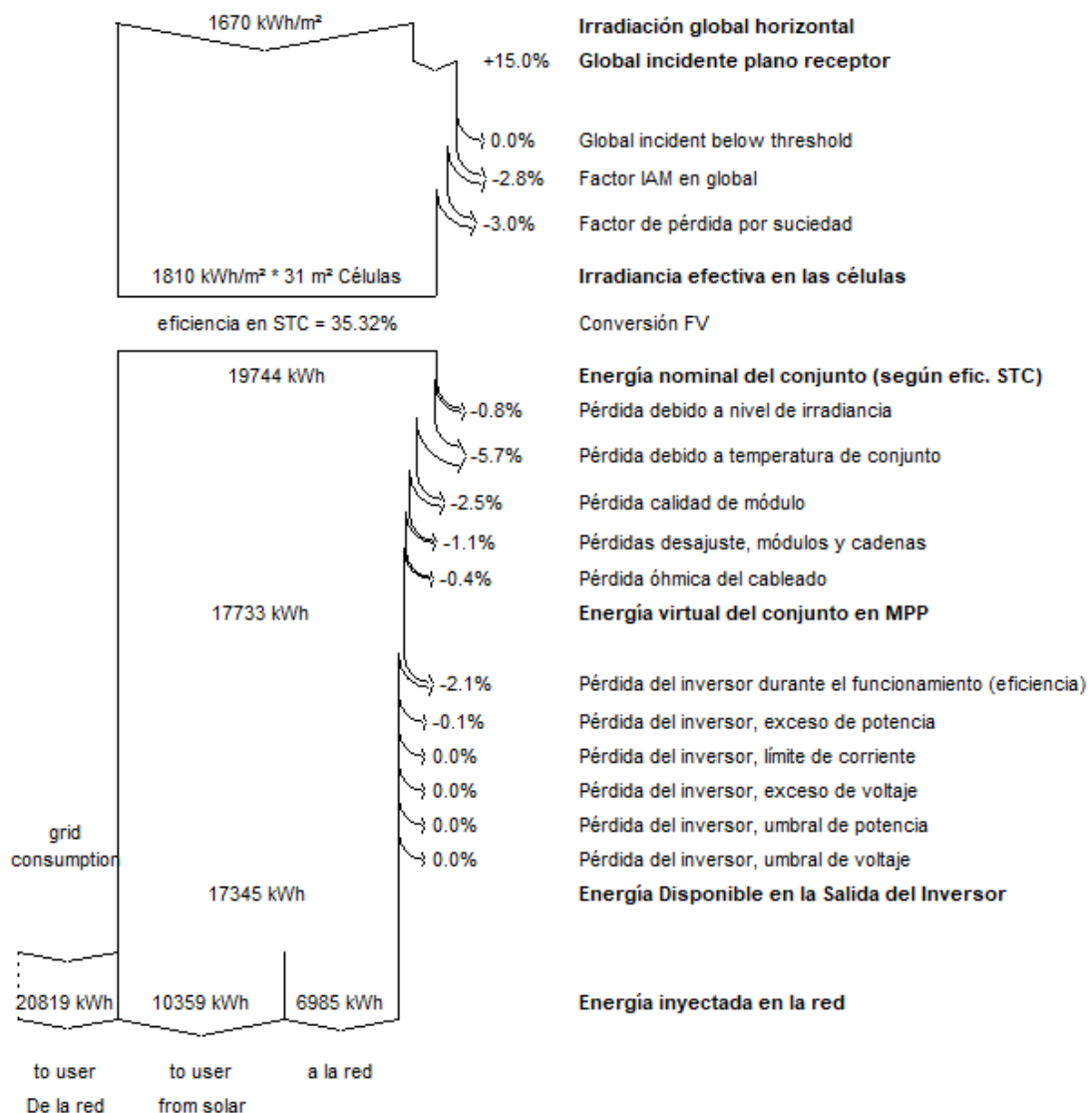


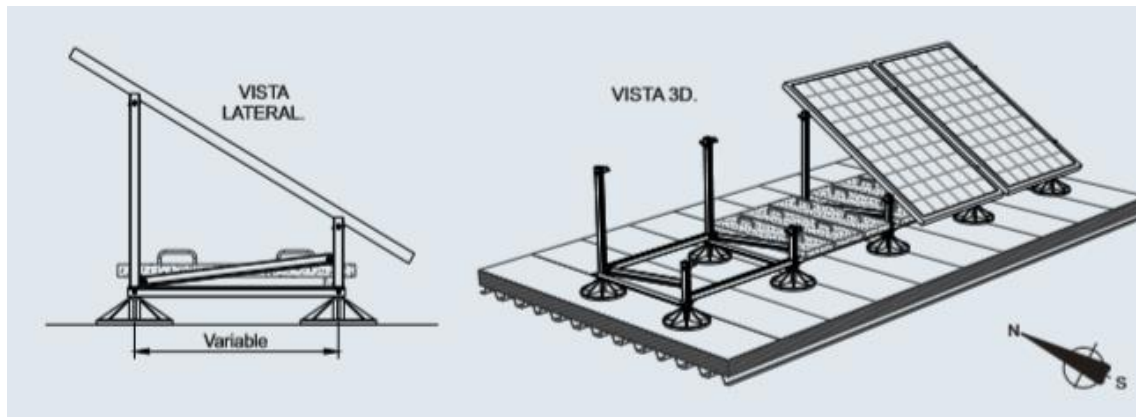
Ilustración 34. Diagrama de pérdidas de la instalación

#### 4.8 Estructura de los paneles fotovoltaicos

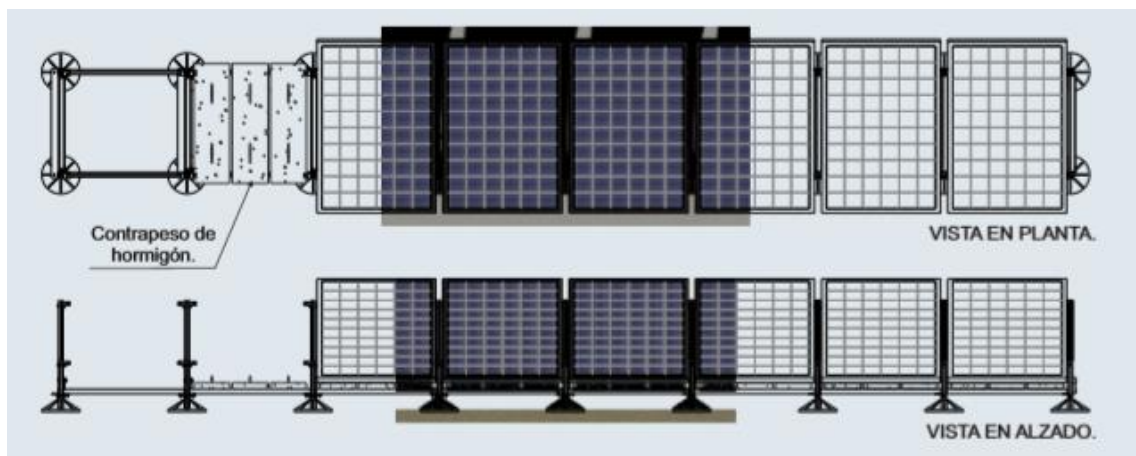
La elección de la estructura que soportará los diferentes paneles es un factor que puede llegar a ser determinante, pues de éstas depende que se mantengan, tanto la inclinación como la orientación de los paneles, evitando pérdidas por orientación e inclinación y aprovechando al máximo la energía solar.

Por un lado, cabe comentar que la separación horizontal de los paneles será de 2 cm para prevenir pérdidas por dilatación los meses de más calor.

Por otro lado, se ha confiado en el fabricante asturiano “Hierros y Aplanaciones”. Concretamente se ha escogido el modelo HLC-1P, especial para fijar paneles sobre cubiertas planas. A continuación, se muestran varias imágenes ilustrativas.



*Ilustración 35. Soporte para paneles HLC-1P (vista lateral y vista 3D)*



*Ilustración 36. Soporte para paneles HLC-1P (vista alzado y vista planta)*

Finalmente, se muestra una vista en perspectiva del conjunto:



*Ilustración 37. Soporte para paneles HLC-1P (vista perspectiva conjunto)*

Las características principales de la estructura seleccionada son las siguientes:

- Las uniones entre todos los elementos son atornilladas, no existiendo en ningún caso soldaduras, ni antes ni después del proceso de acabado.

- Todos los elementos estructurales, incluyendo tornillería, son galvanizados en caliente por inmersión (según UNE-EN ISO 1461).
- Facilidad en el montaje por la sencillez de sus elementos y las uniones entre los mismos.
- Perfecta adaptabilidad tanto a la geometría de la cubierta como a las diferentes dimensiones de los paneles del mercado.

Además, las hipótesis de cargas consideradas en el diseño de dichas estructuras, según el fabricante, son:

- Carga de peso propio (paneles + estructura)
- Carga de nieve (según Eurocódigo 1 parte 1-3 Acciones en estructuras. Cargas de nieve)
- Carga de viento considerada (según Eurocódigo 1 parte 1-4 Acciones en estructuras. Acciones de viento)

#### **4.9 Cableado de la instalación.**

Como en todas las instalaciones eléctricas, en la elección de los conductores eléctricos intervienen factores decisivos para la seguridad y el buen funcionamiento de la instalación. Se añaden las particularidades de cada aplicación.

En las instalaciones fotovoltaicas intervienen, mayoritariamente, dos tipos de conductores por cuestiones del tipo de energía que transportan y de las condiciones ambientales en las que se encuentran. Estos conductores son: cables en corriente continua y cables en corriente alterna.

##### **4.9.1 Cables en corriente continua**

En una instalación fotovoltaica son aquellos que unen los módulos fotovoltaicos entre ellos mismos y recogen su energía para inyectarla en las unidades de potencia, que en este caso es el inversor. Entre las líneas de suministro y el equipamiento electrónico se encuentran los componentes de corte y protección. Los cables de tierra también están incluidos en este grupo de cables en corriente continua.

En función de las polaridades y según el REBT [11], el positivo irá en color rojo y el negativo en color negro.

Realmente, lo que hace a estos cables especialmente particulares es su relación con el ambiente, pues deben presentar muy bajas pérdidas energéticas y una fuerte resistencia a los cambios bruscos de temperatura en un rango considerable, y a la lluvia.

##### **4.9.2 Cables en corriente alterna**

En este caso, las condiciones de protección de estos cables no son tan críticas ya que están ubicados en el interior de la instalación. Estos cables son los encargados de conectar las unidades de potencia con los destinos convencionales: *consumo, instrumentos de medida e inyección a red.*

### 4.9.3 Cálculo de secciones

Antes de empezar a seleccionar los cables y sus secciones, se recoge, para mayor comodidad, un resumen de los datos técnicos de los paneles que van a ser de utilidad en los siguientes apartados.

Potencia nominal de salida	330 W
Tensión en el punto de máxima potencia	37,4 V
Intensidad en el punto de máxima potencia	8,83 A
Intensidad de cortocircuito	9,3 A
Valor máximo del fusible en serie	15 A
Tensión de circuito abierto	46,1 V

*Tabla 12. Resumen datos paneles fotovoltaicos*

Cabe comentar que el cálculo de las secciones se va a realizar mediante 3 criterios: por intensidad máxima admisible, por caída de tensión máxima admisible y por intensidad de cortocircuito. Además, para realizar el cálculo por intensidad máxima admisible se tomará el valor de la intensidad de cortocircuito en condiciones STC porque así se obtendrá la sección por intensidad admisible y por intensidad de cortocircuito en un solo cálculo.

#### 4.9.3.1 Cálculo del lado de corriente continua

En primer lugar, se detallan las condiciones de instalación de los paneles.

- Número de paneles por string: 11
- Número de strings: 3
- Longitud de las líneas de cada string (longitud del cable hasta el módulo más alejado del inversor): 55 m.

Se escoge el fabricante Prysmian y se siguen sus recomendaciones para la elección del cableado en instalaciones fotovoltaicas publicadas en su web oficial [12]. Concretamente, se escoge el modelo PRYSUN del cual se muestra una imagen más abajo, especial para instalaciones fotovoltaicas y diseñado según el estándar europeo EN 50618 y el estándar internacional IEC 62930. Estos estándares son recomendados en el punto 3 de la GUIA-BT-40.



*Ilustración 38. Cable escogido para el lado de continua*

Este cable tiene un doble aislamiento, cumpliendo con el Código Técnico de la Edificación y con el PCT del IDAE.

En el lado de corriente continua el sistema de instalación será mixto:

- Primer tramo a la intemperie con canal protectora aislante: cumpliendo con la ITC-BT-26 (punto 7.1) y con la ITC-BT-30 (punto 2.1.2). El sistema de instalación es de tipo B1.
- Segundo tramo en interior y en canal protectora en pared: cumpliendo con la ITC-BT-26 (punto 7.1). El sistema de la instalación es también de tipo B1.

#### 4.9.3.1.1 Cálculo por intensidad máxima admisible

Para calcular el valor de la sección por intensidad máxima admisible se siguen las indicaciones de la norma IEC 60364-5-52 (“Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.”)

Seguidamente, se describen los factores de corrección que se van a aplicar:

- Por acción solar directa (UNE 20435): 0,9
- Por temperatura de 50°C en intemperie (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.14): 0,9
- Por agrupamiento de 3 circuitos de 3 strings (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,8
- Por instalación fotovoltaica generadora (IEC 62548, tabla 4): 1,4. En este caso, se justifica la no utilización del factor 1,25 recomendado por el REBT en su ITC-BT-40 basándose en el hecho que dicha ITC no está pensada para sistemas exclusivamente fotovoltaicos. Por otro lado, la norma UNE-HD 60364-7-712 (apartado B2) considera que bajo ciertas condiciones debe aumentarse dicho coeficiente. Este factor de 1,4 ha sido obtenido como se expone a continuación y, con la ayuda de las publicaciones técnicas del fabricante escogido [13]. La irradiación solar extraterrestre, según el World Radiation Reference Centre (WRRC) [14] tiene un valor de 1367 W/m<sup>2</sup>. Dado que la corriente de cortocircuito que se usa de referencia es tomada en condiciones STC con una irradiación de 1000W/m<sup>2</sup>, el coeficiente a emplear es de 1,367, el cual se aproxima a 1,4. Aunque pueda parecer un valor elevado, a modo informativo, en Estados Unidos se emplea 1,56, obtenido a partir de un 1,25 para el cálculo del cable en general y otro 1,25 por la radiación solar extraterrestre (1,25x1,25=1,56).

Teniendo esta información se procede a aplicar dichos factores:

$$I'_{ext} = \frac{9,3 \times 1,4}{0,9 \times 0,9 \times 0,8} = 20,09 \text{ A}$$

Con este valor se entra a la tabla C.52.1 de la norma UNE-HS 60364-5-52. Debemos entrar por la columna izquierda con el sistema de instalación tipo B1 y llegar hasta 2XLPE al tratarse el PRYSUN de cable termoestable que soporta 90 °C en régimen permanente y ser circuitos de 2 conductores activos por tratarse de corriente continua.

Con ello, vamos al calibre superior al del valor obtenido más arriba l'ext.

Método de instalación		Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
A1			3x PVC	2x PVC				3x XLPE		2x XLPE									
A2		3x PVC	2x PVC			3x XLPE		2x XLPE											
B1					3x PVC	2x PVC					3x XLPE					2x XLPE			
B2					3x PVC	2x PVC				3x XLPE		2x XLPE							
C							3x PVC				2x PVC			3x XLPE			2x XLPE		
E								3x PVC					2x PVC			3x XLPE		2x XLPE	
F										3x PVC					2x PVC		3x XLPE		2x XLPE
mm²		2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Cobre (no enterrado)	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	–
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	–
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	–
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	–
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	–
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	–
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	–	–	–	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	–	–	–	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	–	–	–	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	–	–	–	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	–	–	–	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	–	–	–	–	–	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458
185	–	–	–	–	–	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	
240	–	–	–	–	–	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617	

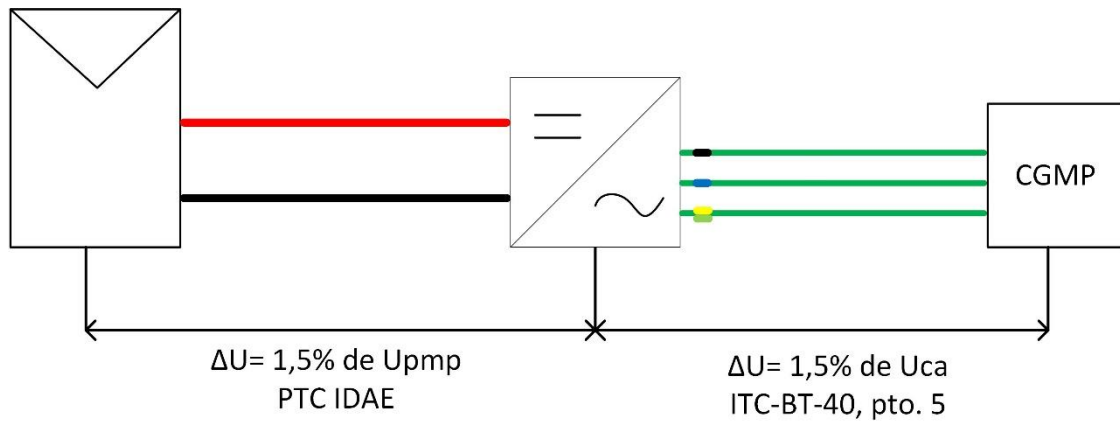
Ilustración 39. Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. para conductores no enterrados – lado continua

Obtenemos una sección mínima de 2,5 mm².

#### 4.9.3.1.2 Cálculo por caída de tensión máxima admisible

Se recurre al REBT, concretamente en la ITC-BT-40 punto 5, donde dice literalmente que “la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal”. Para este proyecto, además se toman en cuenta las indicaciones del PCT del IDAE, donde asigna otro 1,5% de caída de tensión máxima entre paneles e inversor. Se representa en la siguiente imagen un resumen gráfico de lo que se acaba de decir.





*Ilustración 40. Caídas de tensión máximas admisibles. Fuente propia*

La tensión de cada grupo de paneles en serie o string en el punto de máxima potencia será de:

$$U_{pmp} = 11 \times 37,4 = 411,4 \text{ V}$$

La caída de tensión máxima, por lo tanto, será:  $\Delta U = \frac{1,5}{100} \times 411,4 = 6,171 \text{ V}$

La resistividad del cobre a 90°C (ya que se trata de un cable PRYSUN termoestable) es de 44 [m/(Ω\*mm²)].

Ahora procedemos a calcular la sección.

$$S = \frac{2 * L * I}{Y * \Delta U} = \frac{2 * 55 * 8,83}{44 * 6,171} = 3,57 \text{ mm}^2$$

Donde:

- L: longitud del cable hasta el módulo más alejado del inversor (55 m.)
- I: intensidad nominal del panel (8,83A)
- Y: conductividad del cobre a 90°C (44 [m/(Ω\*mm²)])
- ΔU: caída de tensión en voltios (6,171 V)

Con el resultado obtenido tenemos que la sección mínima por caída de tensión será de 4 mm², que corresponde al valor normalizado inmediatamente superior.

Ahora ya podemos afirmar que el cable a utilizar entre los paneles y el inversor será 1x4mm² y del tipo PRYSUN ya que domina el criterio de caída de tensión frente al de corriente máxima admisible.

#### 4.9.3.1.3 Cálculo por corriente de cortocircuito

Este cálculo ha quedado implícitamente reflejado dentro del criterio de intensidad máxima admisible ya que se ha partido de la intensidad de cortocircuito para hallar la sección.



#### 4.9.3.2 Cálculo del lado de corriente alterna

Antes de entrar en materia se considera oportuno resumir los datos técnicos que serán de ayuda a la hora de realizar los cálculos para la sección en el lado de alterna.

Tensión de salida del inversor	230 Vac
Intensidad máxima de salida del inversor	41,3 A
Longitud de la línea entre el inversor y el cuadro general de mando y protección (CGMP)	10 m.

*Ilustración 41. Resumen datos sección en alterna*

Para los conductores en alterna se ha escogido el cable Afumex Class 1000 V (AS) para instalarlo bajo tubo grapado en la pared.



*Ilustración 42. Afumex Class 1000 V (AS) termoestable*

En este caso, a diferencia del lado de continua, el sistema de instalación es de tipo B2, “*para cables multiconductores en conducto sobre superficies de madera o de mampostería, no espaciado de ella a una distancia inferior a 0,3 veces el diámetro del conductor*”.

##### 4.9.3.2.1 Cálculo por intensidad máxima admisible

En este caso, sólo debemos aplicar una sobredimensión del 1,25 ya que el mismo inversor ya limita la corriente de salida. El resto de coeficientes que se han aplicado antes, ahora no son necesarios: el circuito es único no formando parte de un agrupamiento, está a la sombra en interior y a la temperatura estándar (máximo 40°C).

$$I'_{ca} = 41,3 * 1,25 = 51,625 \text{ A}$$

Con este valor y considerando 2 conductores cargados, ya que el de protección no se considera activo, entramos en la tabla C.52.1 de la norma UNE-HS 60364-5-52.

Método de instalación		Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
A1			3x PVC	2x PVC				3x XLPE	2x XLPE										
A2		3x PVC	2x PVC			3x XLPE		2x XLPE											
B1					3x PVC	2x PVC					3x XLPE				2x XLPE				
B2					3x PVC	2x PVC				3x XLPE	2x XLPE								
C							3x PVC			2x PVC			3x XLPE			2x XLPE			
E								3x PVC				2x PVC			3x XLPE		2x XLPE		
F										3x PVC				2x PVC		3x XLPE		2x XLPE	
mm²		2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Cobre (no enterrado)	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	—
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	—
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	—
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	—
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	—
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	—
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146
	35	—	—	—	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182
	50	—	—	—	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220
	70	—	—	—	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282
	95	—	—	—	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343
	120	—	—	—	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397
	150	—	—	—	—	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	—
	185	—	—	—	—	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523	—
	240	—	—	—	—	—	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617

Ilustración 43. Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. para conductores no enterrados – lado alterna

Con todo, se obtiene una sección de 10 mm².

#### 4.9.3.2.2 Cálculo por caída de tensión máxima admisible

Como se ha mostrado en la ilustración 40 de caídas de tensión máximas admisibles, en este caso se tiene un 1,5% de valor máximo.

$$\Delta U = \frac{1,5}{100} * 230 = 3,45 V$$

Sabiendo que la intensidad nominal es la máxima de salida del inversor, ya se puede calcular la sección.

$$S = \frac{2 * L * I}{Y * \Delta U} = \frac{2 * 10 * 41,3}{44 * 3,45} = 5,44 mm^2$$

La sección normalizada que corresponde es la de 6 mm².

#### 4.9.3.2.3 Cálculo por corriente de cortocircuito

En este apartado, se debe comprobar si la sección mínima de 10 mm² admite el cortocircuito mínimo. Para ello, la GUIA-BT-03 nos permite calcular el valor de cortocircuito como sigue.

$$I_{cc} = \frac{0,8 * U}{Z_{máx}}$$

Se considera solamente la resistencia para simplificar el cálculo ya que, al tratarse de una sección pequeña, la reactancia influye poco.

Utilizamos el valor de resistividad del cobre a 150 °C (valor de temperatura estimado para cortocircuito).

Calculamos la resistividad del cobre a 150 °C tomando la fórmula de la UNE 2003 (IEC 28):

$$\rho_{CuT} = \frac{1}{58} x (1 + 0.00393x(T - 20))$$
$$\rho_{Cu150^{\circ}} = \frac{1}{58} x (1 + 0.00393x(150 - 20)) = 0.02605 \frac{mm^2 * \Omega}{m}$$
$$Z \approx R = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0.02605x10x2}{10} = 0,0521 \Omega$$
$$I_{cc, min} = \frac{0,8 * 230}{0.0521} = 3531,67 A$$

Ahora bien, si la protección de curva C antes del cuadro general de mando y protección es de 63 A (dado que la intensidad máxima será de 51,62 A y el conductor de 10 mm<sup>2</sup> soporta hasta 77 A, la corriente mínima que asegura el disparo magnético es 630 A, inferior a 3531,67 A. Esta regla está recogida en la GUIA-BT-22.

$$I_{cc, mín} > I_m * 10 \rightarrow 3531,67 A > 630 = 63 * 10$$

Con lo cual, finalmente, el criterio que ha prevalecido ha sido el de corriente máxima admisible, resultando una sección de 10 mm<sup>2</sup>. El modelo seleccionado que corresponde con esta sección es el Afumex Class 1000 V (AS) 3G10.

Además, en esta instalación no son necesarias cajas de conexión ni, por lo tanto, cambios de sección adicionales dado que el inversor permite la entrada de los 3 strings directamente y por separado, teniendo un control de PMP para cada uno de ellos.

#### 4.9.4 Cableado de protección

Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. Según el REBT-ITC-BT-18 (“Instalaciones de puesta a tierra”) un circuito de puesta a tierra estará formada por los siguientes elementos.

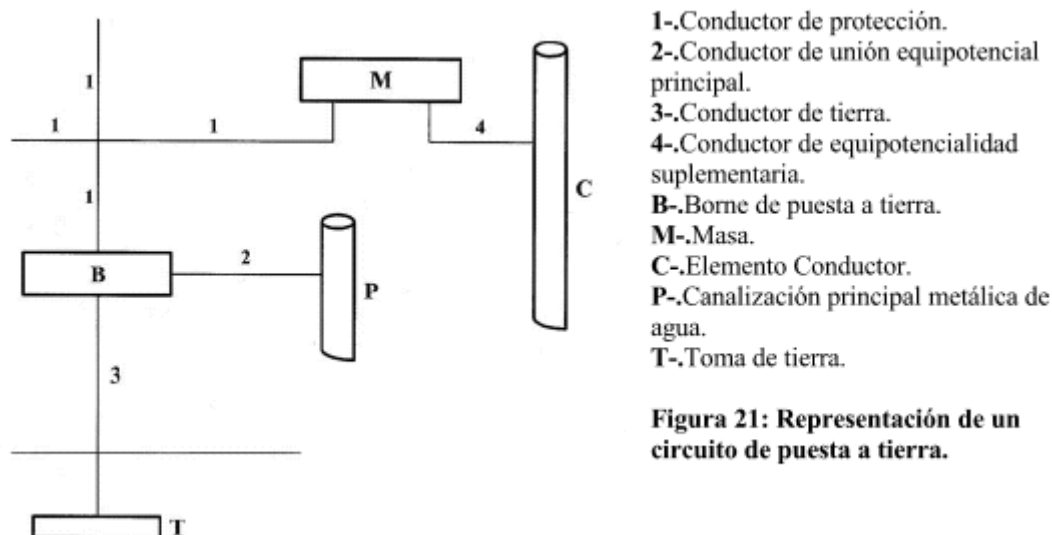


Ilustración 44. Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra. Fuente: REBT-ITC-BT-18

Además, según la instrucción REBT-ITC-BT-18, los conductores de protección deberán ser del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación, en este caso serán de cobre e irán alojados en la canalización utilizada para los conductores activos de la instalación. En la misma instrucción se establecen las secciones de los conductores de protección de la siguiente manera.

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 13. Relaciones entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Por lo tanto, en la instalación objeto del presente proyecto, dado que todas las secciones son menores que  $16 \text{ mm}^2$ , los conductores de protección tendrán las mismas secciones que los conductores de fase, quedando:

Sección Conductores	De fase	De protección
Lado continua	$4 \text{ mm}^2$	$4 \text{ mm}^2$
Lado alterna	$10 \text{ mm}^2$	$10 \text{ mm}^2$

Tabla 14. Sección de los conductores de protección y de fase

#### 4.10 Protecciones eléctricas

Las protecciones en un sistema eléctrico resultan fundamentales para dar seguridad y continuidad al servicio de energía eléctrica. Se describe a continuación la información referente a protecciones eléctricas que aparece el PCT del IDAE y que deben cumplirse en esta instalación:

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 14) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Ahora, de acuerdo con dicho Real Decreto, se enumeran las protecciones requeridas para la instalación.

- Elemento de corte general que proporcione asilamiento entre generador y red. Este elemento puede ser sustituido por un transformador de aislamiento galvánico. En el caso del inversor escogido, ya se dispone de dicho aislamiento debido a su diseño *transformerless*.
- Interruptor automático diferencial tipo A de 30 mA.
- Interruptor automático para la conexión-desconexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la Red de Distribución Pública, junto a un relé de enclavamiento.
- Protección de máxima y mínima frecuencia.
- Protección de máxima y mínima tensión. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar de los interruptores principales de los generadores en redes de baja tensión.

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión –fase 1.	Un + 10%	1,5 s
Sobretensión – fase 2.	Un + 15%	0,2 s
Tensión mínima.	Un - 15%	1,5 s
Frecuencia máxima.	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	3 s

Tabla 15. Umbrales de protección y tiempos máximos de actuación de las protecciones eléctricas. Fuente: RD 1699/2011 (Art. 14, apt. d )

Adicionalmente, en el REBT ITC-BT-40 apartado 7, en relación a las protecciones de instalaciones generadoras interconectadas, se establece que:

- Los circuitos de salida de los generadores se dotarán de las protecciones establecidas en las correspondientes ITC que les sean aplicables.

- En las instalaciones de generación interconectadas con la Red de Distribución Pública, se dispondrá un conjunto de protecciones que actúen sobre el interruptor de interconexión, situadas en el origen de la instalación interior.
- Las protecciones mínimas a disponer serán las siguientes:
  - o De sobreintensidad, mediante relés magnetotérmicos o solución equivalente.
  - o De mínima tensión instantáneos, conectados entre la fase y el neutro y que actuarán, en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado.
  - o De sobretensión, conectado entre fase y neutro, y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor asignado.
  - o De máxima y mínima frecuencia, cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 períodos.

#### **4.10.1 Protecciones en DC**

Las protecciones de DC son el conjunto de protecciones del cableado para la distribución de energía en forma de corriente continua. En el caso del inversor seleccionado únicamente incorpora seccionador en DC. Por ello, para el lado de DC se va a instalar un cuadro de protecciones tipo “StringBox” de la marca ABB, concretamente el modelo Stringbox DC 3str 1000V 2F 15A, especial para 3 strings. Este cuadro de protecciones de DC está internamente cableado e incluye todos los terminales y bornes de conexión necesarios. En el siguiente diagrama se muestra las protecciones que incluye.

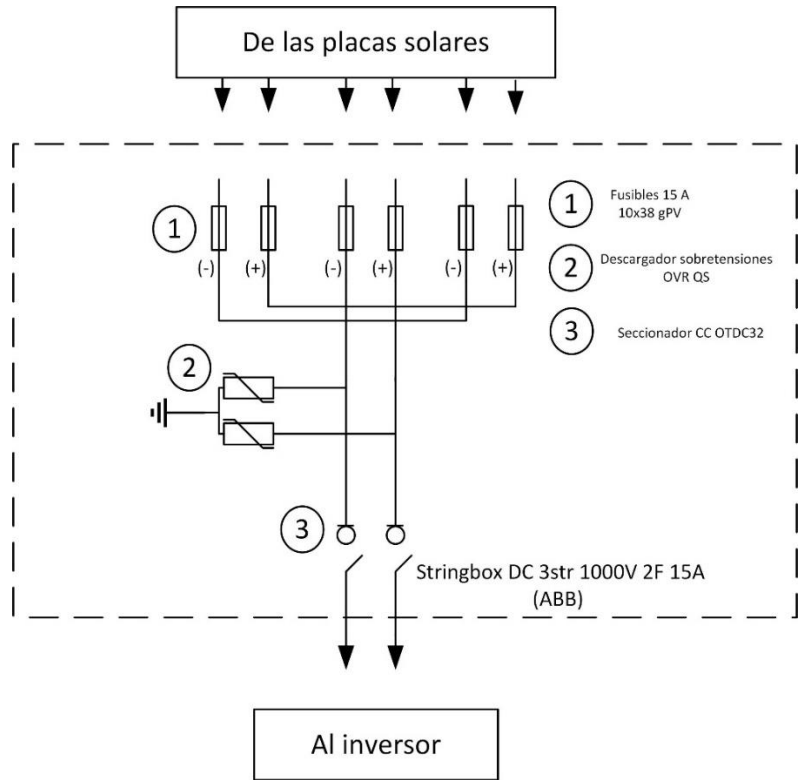


Ilustración 45. StringBox ABB. Fuente: [www.newabb.com](http://www.newabb.com) (dibujo propio)

A continuación, se detallan las características y modelos que incluye este “StringBox” de ABB.

#### 4.10.1.1 Fusibles

Los fusibles que incorpora la “StringBox” son fusibles cilíndricos especialmente diseñados para proteger circuitos en corriente continua frente a sobrecorrientes. Concretamente, esta gama está enfocada en instalaciones solares.



Type	E9F PV	
Reference standards	-	IEC 60269-6; ROHS 2002/98/CE, UL
Rated current	[A]	1..30
Rated operational voltage	[V]	1000 DC
Breaking capacity	[kA]	10
Overall dimensions	[mm]	10.3x38

Ilustración 46. Fusibles gPV de 15 A

Se instalan fusibles de 15 A por recomendación del fabricante de placas solares ArtSolar a través de la hoja de datos técnicos. Además, realizamos nuestras comprobaciones para asegurar que el calibre es correcto. El valor del fusible (15 A) debe estar entre el máximo de corriente admisible en el cable y el valor de corriente máxima circulante.

$$I_z = 28 \times 0,9 \times 0,9 \times 0,8 = 18,14 \text{ A}$$

Donde  $I_z$  representa la corriente máxima admisible en el cable de la sección resultante.

$$I_n = 20,09 \times 0,9 \times 0,9 \times 0,8 = 13,02 \text{ A}$$

Donde  $I_n$  representa la corriente máxima que va a circular por el cable.

Se da por correcta dado que la corriente máxima del fusible son 15 A y es un valor inferior a  $I_z$  (18,14 A) y mayor que  $I_n$  (13,02 A). Por lo tanto, un fusible de dicho calibre podrá proteger la instalación.

#### 4.10.1.2 Descargador de sobretensiones OVR QS

Las instalaciones fotovoltaicas que se caracterizan por ocupar extensas superficies están especialmente expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son la reducción del rendimiento y la vida de la instalación. Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica.

El modelo que se instala dentro del “StringBox” se presenta a continuación. Como se puede ver se ha seleccionado el modelo de tensión nominal de 600Vdc dado que la tensión máxima que se aparecerá del lado de continua es de 547,69 V, según se ha calculado en el apartado “3.7.2. *Rango de tensiones de los paneles*”. Además, cumple con la condición de ser de clase II y su tecnología de funcionamiento es mediante varistor. En la página siguiente se muestra su hoja de datos técnicos.



<b>Types</b>	<b>OVR PV T2 40-600 P Q5</b>	
<b>Types with auxiliary contact (TS)</b>	<b>OVR PV T2 40-600 P TS Q5</b>	
<b>Technology</b>	Varistor + GDT	
<b>Electrical features</b>		
<b>Standard</b>	IEC 61643-11 / EN 50539-11 / UL 1449 4th edition	
<b>Type/test class</b>	T2/II	
<b>Protected lines</b>	2	
<b>Types of networks</b>	Photovoltaic	
<b>Type of current</b>	DC	
<b>Nominal voltage Un (L-N/L-L)</b>	V	600
<b>Max. cont. operating voltage Ucpv</b>	V	600
<b>Impulse current Iimp (10/350)</b>	2	
<b>Maximum discharge current Imax (8/20)</b>	kA	40
<b>Nominal discharge current In (8/20)</b>	kA	20
<b>Voltage protection level Up at In (L-L/L-PE)</b>	kV	2.8/1.4
<b>Response time</b>	ns	≤ 25
<b>Residual current IPE</b>	μA	10
<b>Short-circuit DC current Iscpv</b>	A	300
<b>Disconnecter</b>	Fuse	no need up to 0.3 kA
	Circuit breaker	no need up to 0.3 kA
<b>Pluggable cartridge</b>	Yes	
<b>Integrated specific thermal disconnecter</b>	Yes	
<b>State indicator</b>	Yes	
<b>Safety reserve</b>	No	
<b>Auxiliary contact</b>	Yes (TS option)	

*Ilustración 47. Descargador de sobretensiones OVR PV T2*

#### 4.10.1.3 Seccionador DC

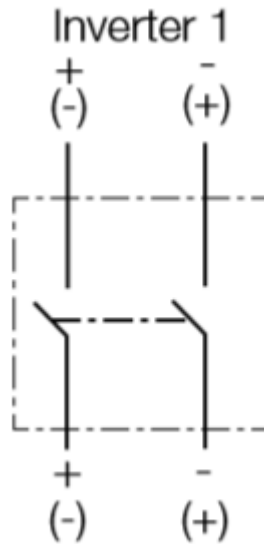
Los interruptores de continua que se instalarán en este tramo de la instalación tendrán la función de aislar zonas del generador para labores de mantenimiento de los módulos solares como limpieza y reparación de incidencias.

Para la elección de los seccionadores se tendrán en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben ser capaces de interrumpir al abrirse. Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada panel por el número de ramales que conecta el seccionador y la tensión máxima de servicio será la tensión máxima que puede darse en la instalación (calculado en el apartado “3.7.2 Rango de tensiones de los paneles”).

$$I_{sc}=9,3 \times 3=27,9 \text{ A}$$

$$V_{oc}=547,69 \text{ V}$$

En este caso, se instala un seccionador de 2 polos, ya que en el “StringBox” se agrupan los 3 ramales, de 32 A y 600Vdc, siguiendo el siguiente esquema.



*Ilustración 48. Diagrama seccionador CC*

El modelo instalado corresponde a la referencia OTDC32U, del fabricante ABB.



*Ilustración 49. Seccionador CC instalado*

#### 4.10.1.4 Envolverte “StringBox”

Todos los componentes mencionados anteriormente irán colocados dentro de una envolverte también de la marca ABB, concretamente el modelo EUROPA65 cuyas dimensiones son 380x220x140mm.



*Ilustración 50. Envolvente "StringBox"*

Esta envolvente presenta las siguientes características:

- Aislamiento de clase II
- fabricado en material termoplástico autoextinguible capaz de soportar calor anormal y fuego de hasta 960 ° C de acuerdo con las normas IEC 60695-2-11
- Instalable en temperaturas de -25°C a 60°C
- Tensión de aislamiento de 1500 Vdc
- Clase de resistencia al impacto de energía de 20 Joules (IK10)
- En cumplimiento con las normas IEC 23-48 (cajas de derivación en superficie), IEC 23-49 (armarios para dispositivos de protección y accesorios que disipan una potencia considerable en el uso normal) e IEC 60670 (cajas y envolventes para instalaciones eléctricas fijas).

Esta envolvente, con sus correspondientes protecciones correctamente cableadas, se situará dentro de la sala del inversor, donde también se encuentra el cuadro general de baja tensión que protege a los circuitos que alimentan a las cargas del usuario.

#### **4.10.2 Protecciones en CA**

Las protecciones de alterna estarán ubicadas aguas abajo del inversor, para la protección a los DGMP de la instalación una vez sea convertida la corriente continua proveniente de los módulos solares a corriente alterna para la inyección a la red y para los consumos de la instalación interior.

Las protecciones requeridas para este tramo de CA según la normativa vigente se han mencionado más arriba, en el apartado *4.10 Protecciones eléctricas*.

Ahora bien, según el RD 1699/2011 el inversor puede incorporar las protecciones que en él se mencionan. En este caso, el inversor seleccionado incorpora la protección de máxima y mínima tensión, máxima y mínima frecuencia. Además, su tecnología *transformerless* separa la red de distribución de la instalación generadora tal y como se exige por este mismo Real Decreto. Como

consecuencia, las protecciones que se instalarán serán: un interruptor general manual (magnetotérmico) y un interruptor diferencial automático de 300mA.

#### 4.10.2.1 Interruptor general manual

Este interruptor magnetotérmico es capaz de proteger el circuito en CA frente a sobreintensidad, es decir, cortocircuitos y sobrecargas. Para la elección de este elemento y según la GUIA-REBT-ITC-22 se deberán satisfacer las dos condiciones siguientes:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (1)$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_z \quad (2)$$

Donde:

- $I_b$ : corriente para la que se ha diseñado el circuito
- $I_n$ : corriente asignada del dispositivo de protección
- $I_2$ : corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo
- $I_z$ : corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado (ITC-BT-19 y UNE HD 60.364.5-52)

Se simplifican estas comprobaciones en el caso de interruptores magnetotérmicos dado que la condición (2) se cumple siempre. Esto es porque la intensidad convencional de disparo de los magnetotérmicos (modulares y fabricados según la norma UNE-EN 60.898 o UNE-EN 61.009) siempre es  $I_2=1,45*I_n$ . Por ello, se comprobará solamente la condición (1).

El valor de la intensidad normal de funcionamiento o  $I_b$ , se calcula a partir de la potencia nominal del inversor (9 kW) y la tensión de salida (230 Vac). Este valor también se puede obtener directamente de la hoja de datos técnicos del fabricante del inversor. Se hace el cálculo y se verifica que coincida con el dato del fabricante.

$$I_b = \frac{9000}{230} = 39,1 \text{ A}$$

$$39,1 \text{ A} \leq I_n \leq 77 \text{ A} \quad (1)$$

Con lo cual, y de acuerdo con las conclusiones del apartado “3.10.3.2. Cálculo del lado de corriente alterna”, se selecciona un interruptor de 63 A.

Se ha escogido un interruptor bipolar (230 Vca con neutro) de la casa Schneider, modelo Acti9 iC60 de 63 A, 6kA de poder de corte y código de curva C.

#### 4.10.2.2 Interruptor automático diferencial

Los interruptores diferenciales proporcionan protección a las personas/animales contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos y también protección

a las instalaciones ya que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores.

Según el REBT [11] en su ITC-BT-24 establece que la sensibilidad para los diferenciales en aplicaciones domésticas debe ser de 30mA y en otras aplicaciones de 300mA. En este caso, se ha escogido un diferencial de la casa Schneider, modelo Vigi iC60 compatible con el magnetotérmico que lo protege, seleccionado anteriormente. La sensibilidad es de 300mA y la corriente asignada es de 63A. Además, de acuerdo con la normativa vigente, el diferencial es de tipo A, el cual evita saltos intempestivos dando mayor continuidad al servicio de energía.

#### 4.10.2.3 Descargador de sobretensiones OVR Plus N1 20

Igual que en la parte de corriente continua, la filosofía de funcionamiento de un descargador de sobretensiones en corriente alterna es la misma, es decir, transferir a tierra la energía que, puntualmente, pueda alcanzar la línea eléctrica que protege. En este caso, se ha seleccionado el fabricante ABB, concretamente el modelo OVR Plus N1 20, con capacidad de proteger dos líneas, neutro y fase. La imagen del dispositivo se muestra a continuación.



*Ilustración 51. Descargador de sobretensiones bipolar en CA*

Este modelo escogido tiene una corriente de cortocircuito asignada de 10kA y una corriente máxima de descarga de 20kA y tiene la función de proteger el tramo de alterna que va desde la salida del inversor hasta el CGBT.

Todas estas protecciones irán dentro de un armario ubicado en la sala de inversores, juntamente con las protecciones de DC.

#### 4.11 Mediciones y presupuesto

A continuación, se presentan de forma detallada las mediciones y el coste del conjunto de la instalación eléctrica. El importe total del presupuesto del proyecto de la instalación de autoconsumo fotovoltaico de 10,89kWp en la ciudad de Palma de Mallorca asciende a un valor de 16.228,69 €.

PRESUPUESTO Y MEDICIONES				
Componente	Medición	Unidad	Precio unitario	Precio total
EQUIPOS PRINCIPALES				
Módulo fotovoltaico ArtSolar 330Wp Si-Poly (72 Cell)	33	ud	130,00 €	4.290,00 €
Inversor monofásico Canadian Solar 9kW	1	ud	2.117,00 €	2.117,00 €
Estructura soporte para módulos HLC-1P (tornillería, canaletas para cables y montaje incluido)	33	ud	77,00 €	2.541,00 €
TOTAL EQUIPOS PRINCIPALES	8.948,00 €			
CABLEADO Y CONEXIONES				
Cable PRYSUN H1Z2Z2-K 1x4mm2 (CC)	55	m	0,59 €	32,45 €
Cable Afumex Class 1000V AS (CA)	10	m	3,47 €	34,70 €
Tubo corrugado Aliscan flexible libre de halógenos D=16mm (CC)	165	m	0,75 €	123,75 €
Tubo corrugado Aliscan flexible libre de halógenos D=25mm (CA)	15	m	1,12 €	16,80 €
Canaleta UNEX 78033 16x30	65	m	2,34 €	152,10 €
TOTAL CABLEADO Y CONEXIONES	359,80 €			
PROTECCIONES ELÉCTRICAS				
Protecciones continua				
Fusibles ABB gPV 15 A	6	ud	6,04 €	36,24 €
Soporte para fusible cilíndrico ABB 10x38mm gPV	6	ud	2,96 €	17,76 €

Descargador sobretensiones ABB OVR PV T2 (600Vdc)	1	ud	66,73 €	66,73 €
Seccionador OTDC32U 32 A y 600Vdc	1	ud	84,61 €	84,61 €
Envolvente instalación protecciones CC EUROPA65 380x220x140mm	1	ud	46,00 €	46,00 €
Protecciones alterna				
Interruptor general 1P+N Schneider Acti9 iC60 63A 6kA	1	ud	36,27 €	36,27 €
Descargador sobretensiones ABB OVR Plus N1 230Vac/400Vac	1	ud	83 €	83 €
Interruptor diferencial Schneider Vigi iC60 63A 300mA tipo A	1	ud	28,33 €	28,33 €
Envolvente instalación protecciones AC ABB 1M0A	1	ud	29,95 €	29,95 €
TOTAL PROTECCIONES ELÉCTRICAS	428,89 €			
INGENIERÍA Y OBRA CIVIL				
Estudio técnico	1	ud	2.500,00 €	2.500,00 €
Estudio económico	1	ud	375,00 €	375,00 €
Montaje instalación	1	ud	1.200,00 €	1.200,00 €
Despesas por mantenimiento	1	ud	2.417,00 €	2.417,00 €
TOTAL INGENIERÍA Y OBRA CIVIL	6.492 €			
TOTAL	16.228,69 €			

Tabla 16.Mediciones y presupuesto

#### 4.12 Impacto ambiental

La Ley 20/2009, del 4 de diciembre, de prevención y control ambiental de las actividades, regula el sistema de intervención administrativa de las actividades con incidencia ambiental y considera las afectaciones sobre el medio ambiente y las personas.

Según esta ley, la presente instalación (<100kWp y superficie <6Ha) no se encuentra clasificada como *Anexo III: actividades sometidas al régimen de comunicación*, así como tampoco requiere de un estudio de impacto ambiental (superficie <6Ha y no construida en terreno no urbanizable).

Por lo tanto, de acuerdo con las consideraciones anteriores y con la normativa municipal, la nueva instalación fotovoltaica se considerará como una modificación no sustancial de la actividad principal desarrollada por la empresa *Il Porticato*.

A pesar de ello, resulta interesante en este proyecto ver cuál es la reducción en emisiones de CO<sub>2</sub> que conlleva la instalación llevada a cabo. Para ello, se ha consultado la página oficial del Ministerio para la Transición Ecológica, concretamente, la publicación de abril del 2019 en referencia a los factores de emisión y registro de la huella de carbono. De este documento [15], se han seleccionado los datos más recientes (2018) que se muestran para la empresa *Endesa energía, SA*, que es la actual compañía contratada del cliente. Estos datos revelan que la compañía *Endesa energía* emite 0,38 kgCO<sub>2</sub>/kWh.

En primer lugar, sabiendo, de apartados anteriores, que la energía consumida de la red sin la instalación fotovoltaica es de 31,178 MWh/año, y de acuerdo con los datos obtenidos del Ministerio para la Transición Ecológica, se emiten a la atmósfera 11.847,64 kgCO<sub>2</sub>/año.

Por otro lado, con la instalación solar fotovoltaica sólo se consumen 20,82 MWh/año y, por lo tanto, solamente se emiten a la atmósfera 7.911,1 kgCO<sub>2</sub>/año, es decir que se emite un 33,13% menos de CO<sub>2</sub> con la instalación solar fotovoltaica. A pesar de que este dato puede que no resulte muy impactante, se debe tener en cuenta que se inyectan a la red una media de 5.383,7 MWh/año. Esta energía inyectada la van a consumir otros usuarios, dejando de generar para ellos 2.045,8 kgCO<sub>2</sub>. Con lo cual, finalmente, se puede decir que se está emitiendo un 50,49 % menos de CO<sub>2</sub>, en general, con la instalación fotovoltaica que sin ella.



## 5 Estudio económico

El objetivo de este estudio es analizar la rentabilidad de la inversión económica que supone para el usuario el hecho de llevar a cabo esta instalación solar fotovoltaica.

En primer lugar, cabe recordar lo que se comentó en el punto 3.2 “*Situación actual de las instalaciones fotovoltaicas y la inyección de energía a la red*” sobre el precio de la energía vertida en la red en las instalaciones acogidas a compensación de excedentes mediante el mecanismo de compensación simplificada, que se introdujo a través del RD 244/2019, de 5 de abril. Aunque por parte de Red Eléctrica de España (REE) se estableció un precio a los excedentes vertidos en la red para estas instalaciones, la Comisión Nacional de Mercados y Competencia mantuvo bloqueado, hasta el 22/11/2019, el informe regulatorio de dicha compensación simplificada. Por ello, hasta esta fecha no se daban casos reales de esta compensación económica.

Para este estudio, se van a tomar los datos de REE [6] para establecer el precio a los excedentes vertidos a la red. No se tomará un precio de un día concreto, sino que se tomará una media de los valores hasta la fecha y se establecerá un margen de un  $\pm 20\%$  de este valor para comparar distintos escenarios. El precio de la energía consumida de la red se ha extraído de la misma fuente.

Además, en los precios, tanto de venta de excedentes como de compra de energía, se va a aplicar la tasa de inflación del IPC (Índice de Precios de Consumo). Para facilitar los cálculos, se establece el IPC global del año 2019 para el primer año de vida de la instalación (0,8% anual), mientras que para el resto de años de vida de la instalación, dado que no se pueden tener datos certeros, se estima un IPC constante y de 0,5%, en base a las previsiones estadísticas del Instituto Nacional de Estadística [16].

A continuación, en la siguiente tabla, se muestra el balance energético de los consumos de la instalación.

Balance energético instalación solar fotovoltaica						
Años	Producción en kWh	Autoconsumo en kWh	Inyección a red en kWh	Pérdida de eficiencia en paneles	Consumo de red en kWh	Total consumo usuario en kWh
Año 1	17224,3	10330	6894,3	0,000%	20849	31179
Año 2	17090,81168	10330	6760,81168	0,775%	20849	31179
Año 3	16958,35788	10330	6628,35788	0,775%	20849	31179
Año 4	16826,93061	10330	6496,93061	0,775%	20849	31179
Año 5	16696,5219	10330	6366,5219	0,775%	20849	31179
Año 6	16567,12385	10330	6237,12385	0,775%	20849	31179
Año 7	16438,72864	10330	6108,72864	0,775%	20849	31179
Año 8	16311,3285	10330	5981,3285	0,775%	20849	31179
Año 9	16184,9157	10330	5854,9157	0,775%	20849	31179
Año 10	16059,4826	10330	5729,4826	0,775%	20849	31179
Año 11	15935,02161	10330	5605,02161	0,775%	20849	31179
Año 12	15811,5252	10330	5481,5252	0,775%	20849	31179
Año 13	15688,98588	10330	5358,98588	0,775%	20849	31179
Año 14	15567,39624	10330	5237,39624	0,775%	20849	31179
Año 15	15446,74892	10330	5116,74892	0,775%	20849	31179
Año 16	15327,03661	10330	4997,03661	0,775%	20849	31179
Año 17	15208,25208	10330	4878,25208	0,775%	20849	31179
Año 18	15090,38812	10330	4760,38812	0,775%	20849	31179
Año 19	14973,43762	10330	4643,43762	0,775%	20849	31179
Año 20	14857,39347	10330	4527,39347	0,775%	20849	31179
Año 21	14742,24867	10330	4412,24867	0,775%	20849	31179
Año 22	14627,99625	10330	4297,99625	0,775%	20849	31179
Año 23	14514,62928	10330	4184,62928	0,775%	20849	31179
Año 24	14402,1409	10330	4072,1409	0,775%	20849	31179
Año 25	14290,52431	10330	3960,52431	0,775%	20849	31179

Tabla 17. Balance energético de consumos de la instalación

Como se puede observar, se ha tomado en cuenta la pérdida de eficiencia en los paneles solares, dato extraído de la ficha técnica del fabricante de los mismos. Esta pérdida, tiene una influencia importante ya que hace que la producción en el año 25 disminuya hasta un 17% respecto al año inicial. Además, provoca que la inyección a red disminuya año tras año y, con ello, el beneficio obtenido de la misma inyección. Los parámetros que se consideran constantes a lo largo de la vida útil de la instalación son: el consumo anual del usuario, el consumo de la red del usuario y la energía autoconsumida, pues por las horas de sol ésta última no puede ser mayor y, por ende, el consumo de la red también debe ser constante. Si se quisiera seguir inyectando a la red la cantidad máxima posible, la del año 1, el ahorro por energía autoconsumida sería menor y, lógicamente, se debería compensar la falta de energía comprándola de la red, con lo cual ya se ve que el período de amortización sería mayor y el beneficio final obtenido por la instalación sería menor.

Por un lado, se muestran los gastos que conlleva disponer de esta instalación a lo largo de su vida útil.

Gastos de la instalación			
Años	Mantenimiento	Reposición	Total
Año 1	96,36 €	0,00 €	96,36 €
Año 2	97,13 €	0,00 €	97,13 €
Año 3	97,91 €	0,00 €	97,91 €
Año 4	98,69 €	0,00 €	98,69 €
Año 5	99,48 €	0,00 €	99,48 €
Año 6	100,27 €	70,00 €	170,27 €
Año 7	101,08 €	70,00 €	171,08 €
Año 8	101,89 €	70,00 €	171,89 €
Año 9	102,70 €	70,00 €	172,70 €
Año 10	103,52 €	70,00 €	173,52 €
Año 11	104,35 €	70,00 €	174,35 €
Año 12	105,19 €	70,00 €	175,19 €
Año 13	106,03 €	70,00 €	176,03 €
Año 14	106,87 €	180,00 €	286,87 €
Año 15	107,73 €	180,00 €	287,73 €
Año 16	108,59 €	180,00 €	288,59 €
Año 17	109,46 €	180,00 €	289,46 €
Año 18	110,34 €	180,00 €	290,34 €
Año 19	111,22 €	180,00 €	291,22 €
Año 20	112,11 €	180,00 €	292,11 €
Año 21	113,01 €	180,00 €	293,01 €
Año 22	113,91 €	180,00 €	293,91 €
Año 23	114,82 €	180,00 €	294,82 €
Año 24	115,74 €	180,00 €	295,74 €
Año 25	116,67 €	180,00 €	296,67 €
Tasa de inflación: 0,8%			5.375,05 €

Tabla 18. Gastos de la instalación

En los gastos de la instalación se han tomado en cuenta dos parámetros: los gastos por tener un contrato de mantenimiento y los gastos de reposición. En cuanto a los gastos por mantenimiento se ha considerado un 0,7% anual respecto a la inversión inicial, según el mercado actual de contratos de mantenimiento [17]. Referente a los gastos de reposición, éstos hacen referencia a los posibles imprevistos menores y desperfectos que puedan llegar a suceder por motivos ajenos al mantenimiento (roedores en cableado, rotura accidental de alguna protección, etc).

Además, existen los gastos por compra de energía a la red durante la vida útil de la instalación. Se muestran en la siguiente tabla.

Gastos por compra de energía a la red				
Años	Energía comprada a la red en kWh	Precio compra por kWh	Incremento IPC	Total
Año 1	20849	0,110820 €	0,80%	2.310,486180 €
Año 2	20849	0,111374 €	0,50%	2.322,038611 €
Año 3	20849	0,111931 €	0,50%	2.333,648804 €
Año 4	20849	0,112491 €	0,50%	2.345,317048 €
Año 5	20849	0,113053 €	0,50%	2.357,043633 €
Año 6	20849	0,113618 €	0,50%	2.368,828851 €
Año 7	20849	0,114186 €	0,50%	2.380,672996 €
Año 8	20849	0,114757 €	0,50%	2.392,576361 €
Año 9	20849	0,115331 €	0,50%	2.404,539242 €
Año 10	20849	0,115908 €	0,50%	2.416,561939 €
Año 11	20849	0,116487 €	0,50%	2.428,644748 €
Año 12	20849	0,117070 €	0,50%	2.440,787972 €
Año 13	20849	0,117655 €	0,50%	2.452,991912 €
Año 14	20849	0,118243 €	0,50%	2.465,256871 €
Año 15	20849	0,118835 €	0,50%	2.477,583156 €
Año 16	20849	0,119429 €	0,50%	2.489,971072 €
Año 17	20849	0,120026 €	0,50%	2.502,420927 €
Año 18	20849	0,120626 €	0,50%	2.514,933032 €
Año 19	20849	0,121229 €	0,50%	2.527,507697 €
Año 20	20849	0,121835 €	0,50%	2.540,145235 €
Año 21	20849	0,122445 €	0,50%	2.552,845961 €
Año 22	20849	0,123057 €	0,50%	2.565,610191 €
Año 23	20849	0,123672 €	0,50%	2.578,438242 €
Año 24	20849	0,124290 €	0,50%	2.591,330433 €
Año 25	20849	0,124912 €	0,50%	2.604,287086 €
TOTAL				61.364,468200 €

*Tabla 19. Gastos por compra de energía a la red*

Tal y como se ha comentado más arriba, la energía comprada a la red es considerada constante a lo largo de la vida útil de la instalación, aun así, el coste de esta energía va aumentando con los años debido al incremento del IPC.

Por otro lado, y después de analizar los gastos de la instalación y los costes de compra de la energía a la red, se presentan los beneficios que conlleva disponer de esta instalación para el usuario. Existen dos fuentes de beneficios: los ingresos por la venta de energía excedentaria a la red y el ahorro debido a la energía autoconsumida y, por tanto, no comprada a la red.

Se muestran a continuación los ingresos obtenidos por la venta de excedentes.

Ingresos por venta de energía eléctrica				
Años	Inyección a red en kWh	Precio venta por kWh	Incremento IPC	Total
Año 1	6894,3	0,080900 €	0,80%	557,75 €
Año 2	6760,811675	0,081305 €	0,50%	549,68 €
Año 3	6628,357885	0,081711 €	0,50%	541,61 €
Año 4	6496,930611	0,082120 €	0,50%	533,53 €
Año 5	6366,521899	0,082530 €	0,50%	525,43 €
Año 6	6237,123854	0,082943 €	0,50%	517,32 €
Año 7	6108,728644	0,083358 €	0,50%	509,21 €
Año 8	5981,328497	0,083774 €	0,50%	501,08 €
Año 9	5854,915701	0,084193 €	0,50%	492,94 €
Año 10	5729,482605	0,084614 €	0,50%	484,80 €
Año 11	5605,021614	0,085037 €	0,50%	476,64 €
Año 12	5481,525197	0,085462 €	0,50%	468,46 €
Año 13	5358,985877	0,085890 €	0,50%	460,28 €
Año 14	5237,396236	0,086319 €	0,50%	452,09 €
Año 15	5116,748915	0,086751 €	0,50%	443,88 €
Año 16	4997,036611	0,087185 €	0,50%	435,66 €
Año 17	4878,252077	0,087620 €	0,50%	427,43 €
Año 18	4760,388124	0,088059 €	0,50%	419,19 €
Año 19	4643,437616	0,088499 €	0,50%	410,94 €
Año 20	4527,393474	0,088941 €	0,50%	402,67 €
Año 21	4412,248675	0,089386 €	0,50%	394,39 €
Año 22	4297,996248	0,089833 €	0,50%	386,10 €
Año 23	4184,629277	0,090282 €	0,50%	377,80 €
Año 24	4072,1409	0,090734 €	0,50%	369,48 €
Año 25	3960,524308	0,091187 €	0,50%	361,15 €
TOTAL				11.499,53 €

Tabla 20. Ingresos por venta de excedentes a la red

A diferencia del caso anterior, en este caso, el aumento del IPC no hace que obtengamos más beneficio por la venta de excedentes ya que el porcentaje de IPC es mayor a la pérdida de rendimiento de los paneles con los años (0,775 %/año). Sin embargo, ayuda a que la bajada en los beneficios no sea tan marcada.

Seguidamente, en la siguiente tabla, se muestra el ahorro obtenido por el autoconsumo de energía.

Ahorro por energía autoconsumida				
Años	Energía autoconsumida en kWh	Precio compra por kWh	Incremento IPC	Total
Año 1	10330	0,110820 €	0,80%	1.144,770600 €
Año 2	10330	0,111374 €	0,50%	1.150,494453 €
Año 3	10330	0,111931 €	0,50%	1.156,246925 €
Año 4	10330	0,112491 €	0,50%	1.162,028160 €
Año 5	10330	0,113053 €	0,50%	1.167,838301 €
Año 6	10330	0,113618 €	0,50%	1.173,677492 €
Año 7	10330	0,114186 €	0,50%	1.179,545880 €
Año 8	10330	0,114757 €	0,50%	1.185,443609 €
Año 9	10330	0,115331 €	0,50%	1.191,370827 €
Año 10	10330	0,115908 €	0,50%	1.197,327681 €
Año 11	10330	0,116487 €	0,50%	1.203,314320 €
Año 12	10330	0,117070 €	0,50%	1.209,330891 €
Año 13	10330	0,117655 €	0,50%	1.215,377546 €
Año 14	10330	0,118243 €	0,50%	1.221,454433 €
Año 15	10330	0,118835 €	0,50%	1.227,561706 €
Año 16	10330	0,119429 €	0,50%	1.233,699514 €
Año 17	10330	0,120026 €	0,50%	1.239,868012 €
Año 18	10330	0,120626 €	0,50%	1.246,067352 €
Año 19	10330	0,121229 €	0,50%	1.252,297689 €
Año 20	10330	0,121835 €	0,50%	1.258,559177 €
Año 21	10330	0,122445 €	0,50%	1.264,851973 €
Año 22	10330	0,123057 €	0,50%	1.271,176233 €
Año 23	10330	0,123672 €	0,50%	1.277,532114 €
Año 24	10330	0,124290 €	0,50%	1.283,919774 €
Año 25	10330	0,124912 €	0,50%	1.290,339373 €
TOTAL				30.404,094034 €

Tabla 21. Ahorro por energía autoconsumida

En este “total” queda reflejada la cantidad de dinero que se va a ahorrar durante los 25 años de vida de la instalación por el hecho de no tener que comprar esta energía a la red. Este ahorro influye directamente en el período de amortización o *payback*, que se muestra a continuación.

Payback		
Años	Beneficios	Flujo de caja
Año 0	0,00 €	-13.811,69 €
Año 1	1.272,94 €	-12.538,75 €
Año 2	1.269,82 €	-11.268,93 €
Año 3	1.266,72 €	-10.002,21 €
Año 4	1.263,63 €	-8.738,58 €
Año 5	1.260,55 €	-7.478,03 €
Año 6	1.187,49 €	-6.290,54 €
Año 7	1.184,44 €	-5.106,10 €
Año 8	1.181,40 €	-3.924,71 €
Año 9	1.178,37 €	-2.746,34 €
Año 10	1.175,35 €	-1.570,99 €
Año 11	1.172,35 €	-398,64 €
Año 12	1.169,36 €	770,72 €
Año 13	1.166,38 €	1.937,09 €
Año 14	1.053,41 €	2.990,50 €
Año 15	1.050,45 €	4.040,95 €
Año 16	1.047,51 €	5.088,45 €
Año 17	1.044,57 €	6.133,03 €
Año 18	1.041,65 €	7.174,68 €
Año 19	1.038,74 €	8.213,42 €
Año 20	1.035,84 €	9.249,27 €
Año 21	1.032,96 €	10.282,23 €
Año 22	1.030,08 €	11.312,31 €
Año 23	1.027,22 €	12.339,53 €
Año 24	1.024,37 €	13.363,90 €
Año 25	1.021,53 €	14.385,43 €

Tabla 22. Período de amortización

Para realizar la columna de beneficios de la tabla superior se han tenido en cuenta los ingresos, por venta de excedentes y ahorro por autoconsumo, y los gastos, por disponer de la instalación (mantenimiento y reposición) y por potencia contratada (importe fijo que se factura mensualmente). Se puede observar que, en las condiciones comentadas a lo largo de este apartado, el período de retorno de la inversión se daría en el año doce.

A continuación, como se ha comentado al principio de este apartado, se va establecer un margen de un +/- 20% en el precio de venta de excedentes, en escalones del 5%, esto es por su la poca estabilidad que presenta actualmente y para comparar distintos escenarios posibles. Con el objetivo de no repetir todos los datos expuestos anteriormente para el precio medio actual, se muestra en la siguiente tabla un resumen con los totales de cada escalón, así como el *payback* en cada caso.

Margen aplicado	Ingresos		Gastos			Payback
	Ingresos por venta de excedentes	Ahorro por autoconsumo	Mantenimiento	Compra energía a la red	Potencia contratada	
-20%	9.199,62 €	30.404,09 €	5.383,96 €	61.364,47 €	332,90 €	Año 13
-15%	9.774,60 €	30.404,09 €	5.383,96 €	61.364,47 €	332,90 €	Año 13
-10%	10.349,58 €	30.404,09 €	5.383,96 €	61.364,47 €	332,90 €	Año 12
-5%	10.924,55 €	30.404,09 €	5.383,96 €	61.364,47 €	332,90 €	Año 12
5%	12.074,51 €	30.404,09 €	5.383,96 €	61.364,47 €	332,90 €	Año 12
10%	12.649,48 €	30.404,09 €	5.383,96 €	61.364,47 €	332,90 €	Año 11
15%	13.224,46 €	30.404,09 €	5.383,96 €	61.364,47 €	332,90 €	Año 11
20%	13.799,44 €	30.404,09 €	5.383,96 €	61.364,47 €	332,90 €	Año 11

*Tabla 23. Comparativa retornos de inversión*

De esta tabla se puede extraer que en los diferentes escenarios estudiados y comparados el rango para el período de retorno de la inversión queda establecido entre 11 y 13 años.

Como conclusión de este apartado, y si tomamos en cuenta las valoraciones de algunos expertos del sector [18] [19], éstos recomiendan que los períodos de retorno oscilen entre 7 y 9 años. No obstante, estas recomendaciones son para instalaciones que se han dimensionado de acuerdo al consumo anual del usuario final, sin ningún tipo de restricción, y, en este proyecto se tiene una limitación de espacio que hace que, como se ha mostrado en el apartado 4.7 *Producción esperada*, se tenga una producción en el primer año de 17.224,3 kWh, lo cual representa un 55,24% del consumo total. Además, teniendo en cuenta la parte destinada a autoconsumo, se obtiene una tasa de autoconsumo del 33,13%. Con lo cual, tomando estas consideraciones, el período de retorno obtenido en esta instalación se considera favorable para el usuario.



## **6 Reflexiones finales**

Llegado este punto, ya se tienen determinados todos los componentes necesarios, así como su configuración e instalación para la realización de este proyecto de instalación solar para autoconsumo con inyección a red bajo la normativa vigente y cumpliendo en todo instante con el pliego de condiciones técnicas del IDAE.

Además, se ha desarrollado el estudio económico propuesto como objetivo al principio de esta memoria (ver punto 5-*Estudio económico*), concluyendo que la inversión para esta instalación es amortizable en un período de entre 11 y 13 años, considerando un margen de un +/-20% en el precio de venta de la energía excedentaria. Este dato es coherente con las recomendaciones de algunos expertos del sector [19] de la amortización de instalaciones solares fotovoltaicas en la actualidad, proporcionando al usuario una gran reducción en su factura eléctrica.

Por otra parte, y como beneficio de la instalación, el local, con servicio en el ámbito gastronómico, reduciría sus emisiones de CO<sub>2</sub> en un 50,49 %, prácticamente a la mitad.

Con todo lo expuesto, se tiene la información técnica necesaria y justificada para que un instalador competente lleve a cabo el montaje de la instalación, cumpliendo así el objetivo principal de este proyecto técnico.

## 7 Referencias

- [1] L. Morrón, «Los Mundos de Brana,» [En línea]. Available: <https://losmundosdebrana.com/2013/05/28/la-historia-del-efecto-fotoelectrico/>.
- [2] «Atersa,» [En línea]. Available: <https://atersa.shop/como-funciona-una-celula-fotovoltaiica/>.
- [3] V. Energy, «<https://www.viasolarenergy.com>,» [En línea]. Available: <https://www.viasolarenergy.com/monocristalino-o-policristalino/>.
- [4] «Oficina Virtual de Catastro,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.sedecatastro.gob.es/>.
- [5] BOE, «Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>.
- [6] «Sistema de información del operador del sistema,» 2019. [En línea]. Available: [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es).
- [7] «PVGIS,» 2019. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [8] J. Doyle, «Solar Bay,» 2018. [En línea]. Available: <https://solarbay.com.au/optimal-dc-ac-inverter-ratio-commercial-solar-power-systems/>.
- [9] Carsten Wendt & Andreas Tügel, «SMA,» 2018. [En línea]. Available: [https://www.sma.de/fileadmin/content/global/specials/documents/oversizing/Whitepaper\\_Oversizing\\_EN\\_180530\\_01.pdf](https://www.sma.de/fileadmin/content/global/specials/documents/oversizing/Whitepaper_Oversizing_EN_180530_01.pdf).
- [10] «AEMET,» [En línea]. Available: <http://www.aemet.es/>.
- [11] BOE, «Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.,» 2002. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-18099>.
- [12] «Prysmianclub,» [En línea]. Available: <https://www.prysmianclub.es/articulos-tecnicos/>.

## Referencias

- [13] L. R. Maíllo, «PrysmianClub,» [En línea]. Available: <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>.
- [14] «World Meteorological Organization,» [En línea]. Available: <https://public.wmo.int/en>.
- [15] «Factores de emisión,» 2019. [En línea]. Available: [https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factores\\_emision\\_tcm30-479095.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factores_emision_tcm30-479095.pdf).
- [16] «Instituto Nacional de Estadística,» [En línea]. Available: [https://www.ine.es/dynInfo/Infografia/TreeMapTabla/es/treemap.html?peso85451=3\\_16466&t=25333&rows=85456&cri85457=684699&geo=85455&tipodato=85457](https://www.ine.es/dynInfo/Infografia/TreeMapTabla/es/treemap.html?peso85451=3_16466&t=25333&rows=85456&cri85457=684699&geo=85455&tipodato=85457).
- [17] M. Larrea Basterra, U. Castro Legarza y E. Álvarez Pelegry, «Orkestra,» [En línea]. Available: [https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/Instalaciones\\_Fotovoltaicas.pdf](https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/Instalaciones_Fotovoltaicas.pdf).
- [18] E. Imaz, «<https://sotysolar.es>,» [En línea]. Available: <https://sotysolar.es/placas-solares/instalacion/rentabilidad>.
- [19] M. Carbonell, «<https://www.hogarsense.es>,» [En línea]. Available: <https://www.hogarsense.es/energia-solar/amortizacion-fotovoltaica>.
- [20] A. M. Jiménez, Dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas, S.A. Ediciones Paraninfo, 2012.
- [21] T. P. Benito, Manual del técnico instalador de autoconsumo, Creaciones Copyright, 2019.
- [22] ESEIAAT, «GUIA DE PROCEDIMENTS PER AL TREBALL DE FI DE GRAU (TFG) I TREBALL DE FI DE MASTER (TFM),» 2019. [En línea]. Available: [https://eseiaat.upc.edu/ca/estudis/treballs-fi-destudis/procediments\\_tfg-tfm-eseiaat.pdf](https://eseiaat.upc.edu/ca/estudis/treballs-fi-destudis/procediments_tfg-tfm-eseiaat.pdf).
- [23] «Energías renovables,» [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com>.
- [24] «Iberdrola,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/que-es-energia-fotovoltaica>.

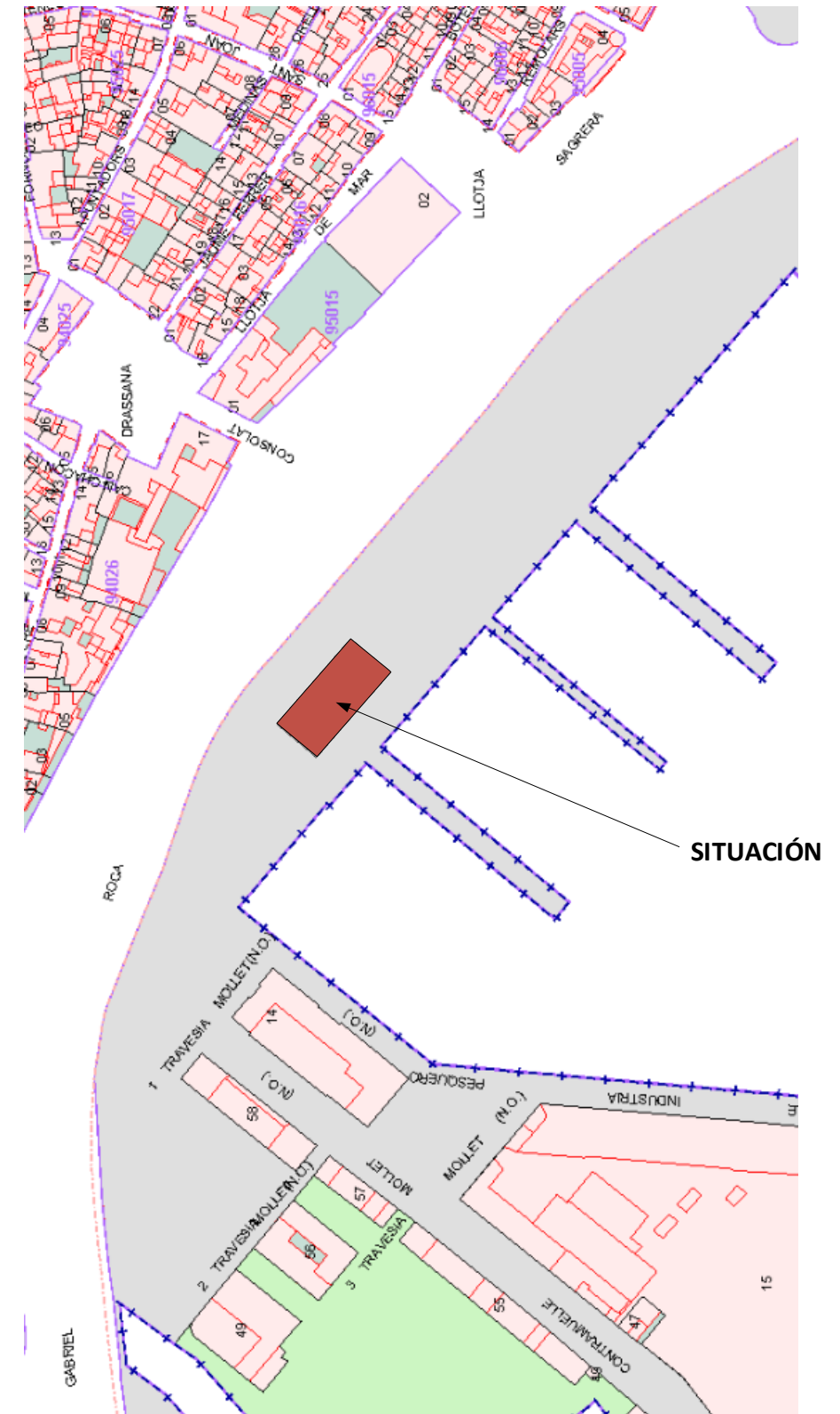
## Referencias

- [25] J. Alonso, «cambioenergetico,» [En línea]. Available: <https://www.cambioenergetico.com/blog/comparativa-de-inversores-fotovoltaicos-para-autoconsumo-en-vivienda-actualizado-2019/>.
- [26] «datosmacro.expansion,» [En línea]. Available: <https://datosmacro.expansion.com/ipc-paises/espana-comunidades-autonomas>.

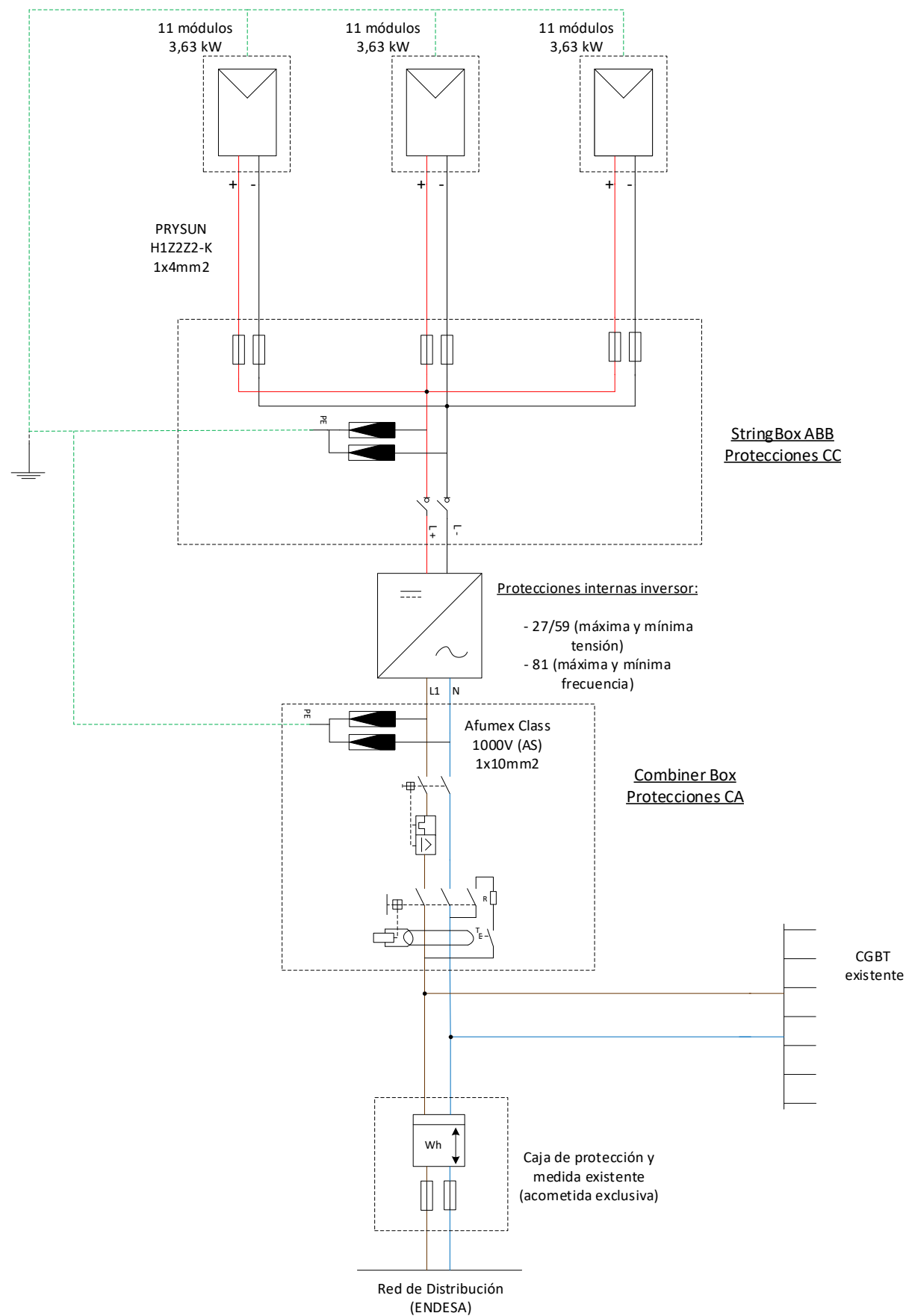
## Anexo A. Planos



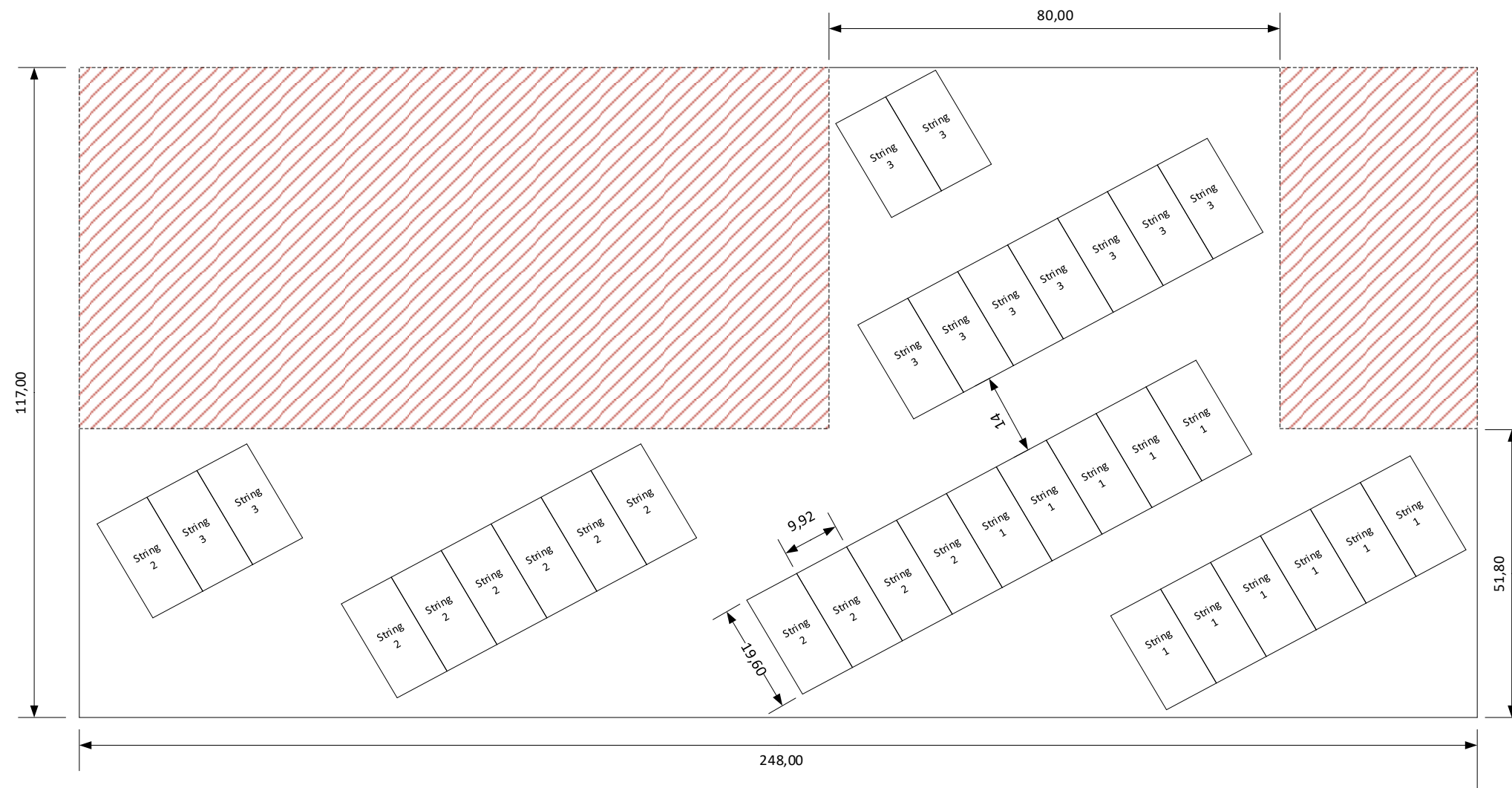
Referencia Catastral: 9100113DD6890A0001BJ  
 Av/ Gabriel Roca num. 8  
 Palma (Illes Balears)







Leyenda:	
	Descargador de Sobretensiones
	Seccionador CC OTDC32U 32A, 600Vdc
	Fusible gPV 15 A
	Int. Magnet. (PIA) 63A, 6kA
	Int. Diferencial 63A, 300mA



Unidades [mm]  
Escala del dibujo 1:100



## Anexo B. Pliego de Condiciones

## **Índice**

### **1. Objeto**

### **2. Generalidades**

### **3. Definiciones**

### **4. Diseño**

### **5. Componentes y materiales**

### **6. Recepción y pruebas**

### **7. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento**

## **1. Objeto**

1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

1.2 Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

1.4 En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

## **2. Generalidades**

2.1 Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

2.2 Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.

2.3 En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

### **3. Definiciones**

#### **3.1 Radiación solar**

##### **3.1.1 Radiación solar**

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

##### **3.1.2 Irradiancia**

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m<sup>2</sup>.

##### **3.1.3 Irradiación**

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m<sup>2</sup>, o bien en MJ/m<sup>2</sup>.

#### **3.2 Instalación**

##### **3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas**

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

##### **3.2.2 Instalaciones fotovoltaicas interconectadas**

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

##### **3.2.3 Línea y punto de conexión y medida**

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

#### 3.2.4 Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

#### 3.2.5 Interruptor general

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

#### 3.2.6 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

#### 3.2.7 Rama fotovoltaica

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

#### 3.2.8 Inversor

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

#### 3.2.9 Potencia nominal del generador

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

#### 3.2.10 Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

### **3.3 Módulos**

#### 3.3.1 Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

#### 3.3.2 Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

#### 3.3.3 Módulo o panel fotovoltaico

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

### 3.3.4 Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m<sup>2</sup>
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

### 3.3.5 Potencia pico

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

### 3.3.6 TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup> con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

## 3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

### 3.4.1 Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

### 3.4.2 Revestimiento

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

### 3.4.3 Cerramiento

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

### 3.4.4 Elementos de sombreado

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

3.4.5 La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

## 4. Diseño

### 4.1 Diseño del generador fotovoltaico

#### 4.1.1 Generalidades

4.1.1.1 El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

4.1.1.2 Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

4.1.1.3 En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

#### 4.1.2 Orientación e inclinación y sombras

4.1.2.1 La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

4.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

4.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras.

### 4.2 Diseño del sistema de monitorización

4.2.1 El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

4.2.3 El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

### **4.3 Integración arquitectónica**

4.3.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

4.3.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

4.3.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

## **5. Componentes y materiales**

### **5.1 Generalidades**

5.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

5.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.



5.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

5.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

5.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

## **5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos**

5.2.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre.
- Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres.
- Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV).  
Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las

disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

5.2.2 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 3 \%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

5.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.

5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

5.2.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

5.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

### **5.3 Estructura soporte**

5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

5.3.3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

5.3.4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

5.3.5 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

5.3.6 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

5.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

5.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

5.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

5.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

5.3.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

## **5.4 Inversores**

5.4.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

5.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

5.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.

- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

5.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

5.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

5.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100 % de la potencia nominal, será como mínimo del 92 % y del 94 % respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

5.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

5.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

5.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

5.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

## **5.5 Cableado**

5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

5.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

5.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

5.5.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

## **5.6 Conexión a red**

5.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

## **5.7 Medidas**

5.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

## **5.8 Protecciones**

5.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.8.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

## **5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas**

5.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

5.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

## **5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética**

5.10.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

## **5.11 Medidas de seguridad**

5.11.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

5.11.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

5.11.3 Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida.

La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

5.11.4 Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

## **6. Recepción y pruebas**

6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

6.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

6.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

6.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

6.3.3 Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

6.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

6.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

6.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

6.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.



6.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

## **7. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento**

### **7.1 Generalidades**

7.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

7.1.2 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

### **7.2 Programa de mantenimiento**

7.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

7.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

7.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

7.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos asignados y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

7.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

7.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

7.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

7.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

### **7.3 Garantías**

#### **7.3.1 Ámbito general de la garantía**

7.3.1.1 Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

7.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

#### **7.3.2 Plazos**

7.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

7.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

### 7.3.3 Condiciones económicas

7.3.3.1 La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

7.3.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

7.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

7.3.3.4 Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

### 7.3.4 Anulación de la garantía

7.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

### 7.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

7.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

7.3.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

7.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

7.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

## Anexo C. Componentes principales. Hojas de características



### South African Modules

Local content compliant  
Supports local job creation  
South African Owned  
Locally Guaranteed

## OUR APPROACH

ARTsolar believes high quality solar power should be produced locally at globally competitive pricing. Meticulous manufacturing, testing and quality assurance standards, TÜV certified raw materials and an in-house developed MES system ensures consistent traceable quality.

### Local Support

Designed for the African climate:

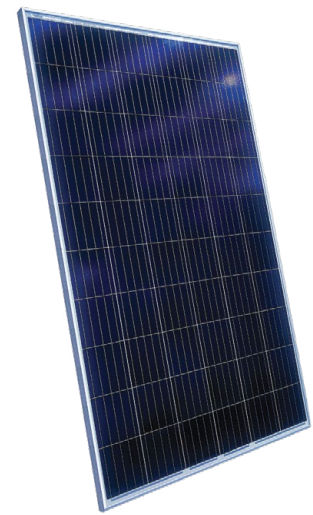
- 3800 pa wind & 5400 pa mechanical loads
- High temperature operation
- Easy module replacement
- Shipping within Southern Africa
- Quality control and traceability by PVflow®

### Certifications

- TÜV SÜD & Rheinland, ISO 9001:2015
- CSA, IEC 61730 and IEC 61215
- State of the ART Swiss production facility
- Earth leakage tested to 3600V DC
- Double Electro-Luminescence (EL) tested
- Built for export to Europe



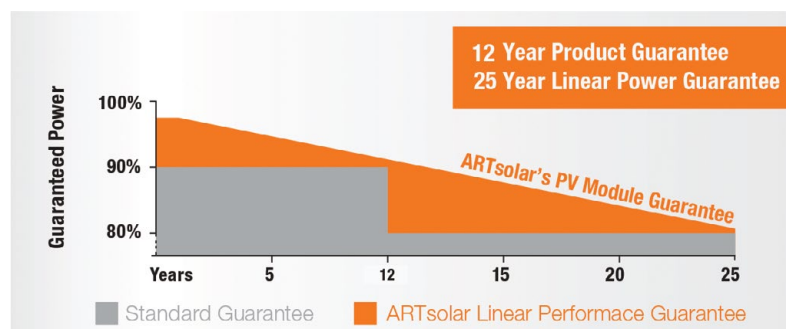
330Wp Si-Poly (72 Cell)



280Wp Si-Poly (60 Cell)

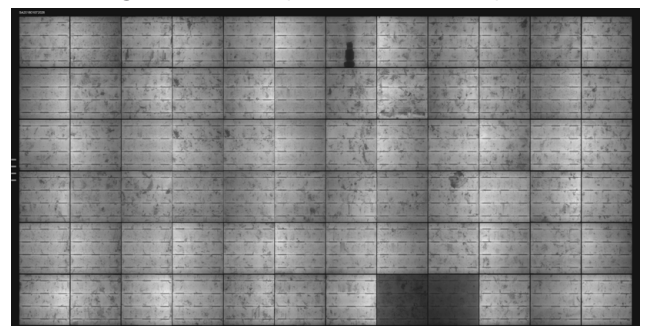
## Locally Guaranteed

- 12 year construction warranty
- 25 year linear power output guarantee



## Multiple Electro-Luminescence (EL) Tested

- Multiple EL tests throughout the production line
- EL Images can be requested with each purchase



Make sure your PV module doesn't look like this.  
An EL looks like an X-ray which spots cracks and power loss areas invisible to the naked eye.

**Zinnova Solarline**  
invented for solar

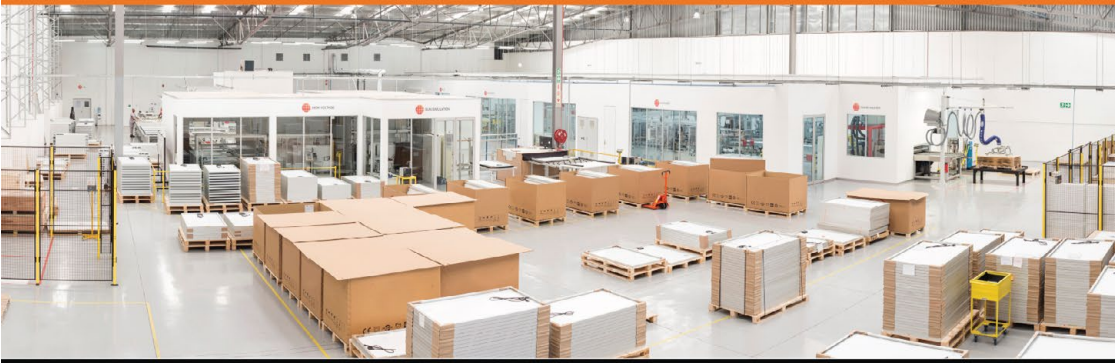


**Tel** +27 31 100 1019

**Email** sales@artsolar.net

**Web** www.artsolar.net





## South African Modules

Local content compliant  
Supports local job creation  
South African Owned  
Locally Guaranteed

## MODULE DESIGN

### Module Dimensions and Weights

**72 Cell** - 1956 x 992 x 40mm (21kg)

**60 Cell** - 1640 x 992 x 40mm (18kg)

### SPECIFICATIONS

**Solar Cells:** 5 bus-bar, polycrystalline

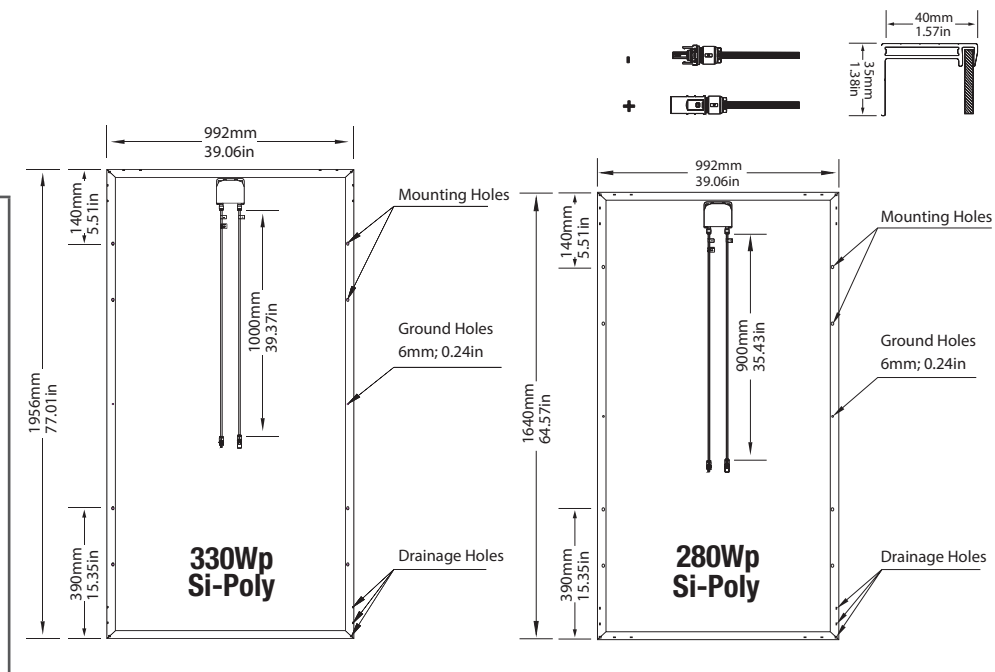
**Solar Glass:** 3.2mm, tempered, low iron, high transparency solar safety glass.

**Encapsulation:** EVA

**Backsheet:** White

**Frame:** Extruded, anodized aluminium

**Junction Box:** IP67 rated, 1000 / 900mm cable, MC4 standard connectors



### Electrical Data @ STC

Design	Pmax(Wp)	Vmp	Imp	Voc	Isc	Eff
60 Cell	280 Wp	31.4V	8.92A	38.2V	9.45A	17.2%
72 Cell	330 Wp	37.4V	8.83A	46.1V	9.30A	17.0%

### Electrical Data @ NOCT

Design	Pmax(wp)	Vmp	Imp	Voc	Isc
60 Cell	207 Wp	28.8V	7.17A	35.2V	7.64A
72 Cell	242 Wp	34.7V	6.96A	42.4V	7.51A

**STC** - Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temp @ 25°C

**NOCT** - Irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, cell temp @ 20°C

#### KEY

**Pmax(Wp)** - maximum power, **Vmp** - voltage at max power, **Voc** - open circuit voltage, **Isc** - short circuit current

**Imp** - max power current, **Eff** - module efficiency (%)

**STC** - Standard Test Conditions

**NOCT** - Nominal Operating Cell Temperature

\* Figures are typical values of performance. Slight variances do occur, exact specifications available with each module,

### Temperature Ratings

Nominal Operating Cell Temp	45°C (±2°C)
Temp coefficient of Pmax	-0.41%/°C
Temp coefficient of Voc	-0.32%/°C
Temp coefficient of Isc	0.05%/°C

### Maximum Ratings

Operational Temp	-40 to +85°C
Max system Voltage	1000V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	15A
Mechanical Load	5400pa

# SINGLE PHASE STRING INVERTER 7-10 KW

**CSI-7KTL1P-GI-FL | CSI-8KTL1P-GI-FL  
CSI-9KTL1P-GI-FL | CSI-10KTL1P-GI-FL**

Canadian Solar's grid-tied, transformer-less string inverters help to accelerate the use of single-phase string architecture for commercial rooftop and small ground-mount applications. An NRTL approved, cost-effective alternative to MLPE, these inverters are modular design building blocks that provide high yield and enable significant BoS cost savings. They provide up to 98.1% conversion efficiency, a wide operating range of 100-500 V<sub>DC</sub>, and three MPPTs for maximum energy harvest.



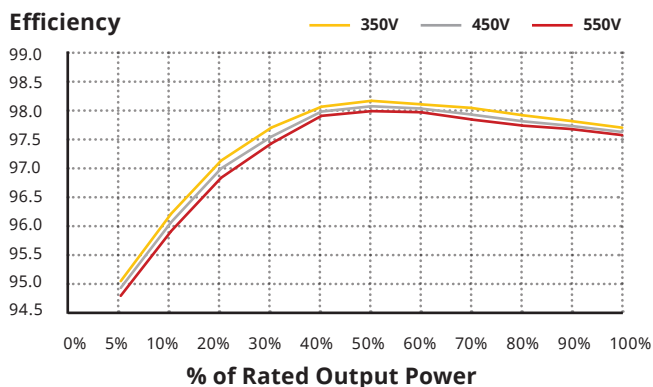
**Standard warranty, extension up to 20 years**

## KEY FEATURES

- Maximum efficiency of 98.1%, Maximum EU efficiency of 97.6%
- 3 MPPTs to achieve higher system efficiency
- Transformerless design
- High switching frequency and ultra fast MPPT for maximum efficiency over a wide load range

## EFFICIENCY CURVE

CSI-9KTL1P-GI-FL @ 230 V<sub>AC</sub>



\*For detailed information, please refer to the Installation Manual.

## HIGH RELIABILITY

- Advanced thermal design and convection cooling
- Built in over-voltage and over-current protection
- DC reverse polarity and AC short circuit protection

## BROAD ADAPTIBILITY

- IP65 rated for outdoor application
- Utility interactive controls: Active power derating, reactive power control and over frequency derating
- Integrated DC load rated disconnects
- Supports up to 3 DC string inputs (1 per MPPT)
- Wide MPPT range for flexible string sizing

**CANADIAN SOLAR (USA), INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

**CANADIAN SOLAR (USA), INC.**

3000 Oak Road, Suite 400, Walnut Creek, CA 94597, USA | [www.canadiansolar.com/na](http://www.canadiansolar.com/na) | [sales.us@canadiansolar.com](mailto:sales.us@canadiansolar.com)



SYSTEM/TECHNICAL DATA				
MODEL NAME	CSI-7KTL1P-GI-FL	CSI-8KTL1P-GI-FL	CSI-9KTL1P-GI-FL	CSI-10KTL1P-GI-FL
DC INPUT				
Max. PV Power	8.0 kW	9.2 kW	10.8 kW	11.5 kW
Max. DC Input Voltage	600 V <sub>DC</sub>			
Start-up DC Input Voltage/Power	120 V <sub>DC</sub>			
Number of MPP Trackers	3			
MPPT Voltage Range	100 - 500 V <sub>DC</sub>			
Max. Input Current (Imp)	30 A (10 A per MPPT)			
Max. Short Circuit Current (Isc)	46.8 A (15.6 A per MPPT)			
Number of DC Inputs	3 (1 per MPPT)			
DC Disconnection Type	Load rated DC switch			
AC OUTPUT				
Rated AC Output Power	7 kW	8 kW	9 kW	10 kW
Max. AC Output Power	7.7 kW	8.8 kW	9.9 kW	10 kW
Rated Output Voltage	230 V <sub>AC</sub>			
Output Voltage Range*	160 - 285 V <sub>AC</sub>			
Grid Connection Type	1 Φ / PE			
Rated Grid Output Current	30.4 A	34.8 A	39.1 A	43.5 A
Max Output Current	33.7 A	36.6 A	41.3 A	45.9 A
Rated Output Frequency	50 / 60 Hz			
Output Frequency Range*	47 - 52 / 57 - 62 Hz			
Power Factor	1 default (±0.8 adjustable)			
Current THD	< 1.5 %			
DC Injection Current	< 0.5 % of Rated Grid Output Current			
AC Disconnect Type	Not Available			
SYSTEM				
Topology	Transformerless			
Max. Efficiency	98.1 %			
CEC Efficiency	97.6 %			
Night Consumption	< 1 W			
ENVIRONMENT				
Protection Degree	IP65			
Cooling	Natural Convection Cooling			
Operating Temperature Range	-25 ° C to +60 ° C			
Storage Temperature Range	-40 ° C to +70 ° C			
Operating Humidity	0 - 100 % condensing			
Operating Altitude	4000 m			
Audible Noise	<30 dBA @ 1 m			
DISPLAY AND COMMUNICATION				
Display	LCD + LED			
Communication	Standard: RS485 (Modbus)			
MECHANICAL DATA				
Dimensions (W / H / D)	333 x 573 x 249 mm			
Weight	18 kg			
Installation Angle	90 degrees from horizontal			
DC Inputs	MC4 compatible			
SAFETY				
Safety and EMC Standard	IEC62109-1/-2, NB/T 32004, EN61000-6-1, EN61000-6-3			
Grid Standard	EN50438, G59/3, AS4777, VDE0126-1-1, IEC61727, VDE N4105			
Smart-Grid Features	Voltage-Ride Thru, Frequency-Ride Thru, Soft-Start, Volt-Var, Frequency-Watt, Volt-Watt			

\*The "Output Voltage Range" and "Output Frequency Range" may differ according to specific grid standard.

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV equipment requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the product.

# Tipologías Estructurales para Instalaciones Solares Fotovoltaicas

## ESTRUCTURA PARA CUBIERTA HLC-1P

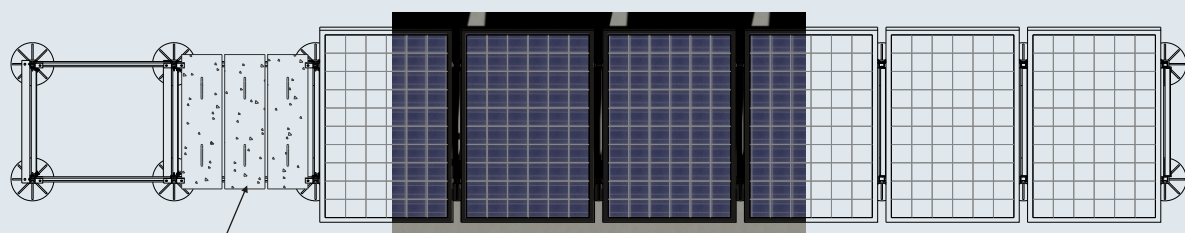
DIVISIÓN DE  
ESTRUCTURAS

ESTRUCTURA SOLAR FIJA LASTRADA SOBRE CUBIERTA PLANA.

HLC-1P



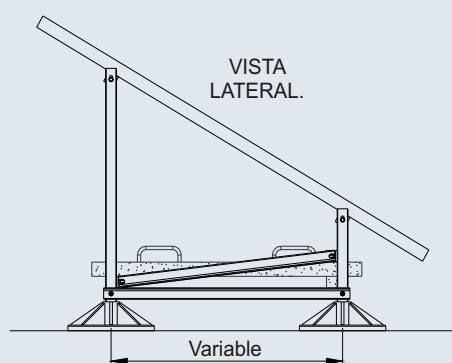
VISTA EN PERSPECTIVA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.



VISTA EN PLANTA.

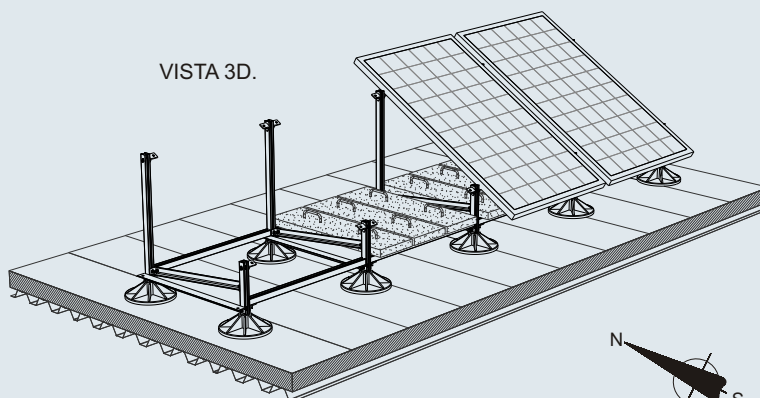


VISTA EN ALZADO.



VISTA  
LATERAL.

VISTA 3D.



**Gestamp**  
Solar Steel

# Tipologías Estructurales para Instalaciones Solares Fotovoltaicas

## ESTRUCTURA PARA CUBIERTA

### HLC-1P

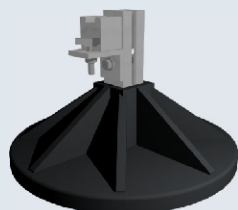
#### 1.- PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS ESTRUCTURAS.

- Todos los elementos que conforman las estructuras se pueden suministrar en calidad, S235JR, S275JR o S355JR.
- En estas estructuras las uniones entre todos los elementos son atornilladas, no existiendo soldaduras ni antes ni después del proceso de acabado.
- Todos los elementos estructurales así como la tornillería son galvanizados en caliente por inmersión según Norma UNE-EN ISO 1461.
- Se pueden suministrar los elementos en otras calidades y acabados en función del requerimiento del cliente y basado en la Norma UNE-EN 10.326 (Ej: S250GD + Z275).
- Los elementos galvanizados presentan una durabilidad conforme a lo establecido en la Norma UNE-EN ISO 14.713, en función del tipo de ambiente al que se encuentran expuestos.
- Facilidad en el montaje debido a la sencillez de sus elementos y uniones.
- Perfecta adaptabilidad tanto a la geometría de la cubierta como a las diferentes dimensiones de los paneles del mercado.
- Esta estructura se apoya sobre la cubierta mediante unas bases de plástico y se le coloca un contrapeso para contrarrestar la acción del viento a succión.

#### 2.- HIPÓTESIS DE CARGAS CONSIDERADAS EN EL DISEÑO Y CÁLCULO DE LAS TIPOLOGÍAS ESTRUCTURALES.

- Carga de Peso Propio.  
(Paneles + estructura).
- Carga de Nieve.  
(Según Eurocodigo 1 parte 1-3 Acciones en estructuras. Cargas de nieve).
- Carga de Viento considerada.  
(Según Eurocodigo 1 parte 1-4 Acciones en estructuras. Acciones de viento).
- Estas hipótesis podrán variar (normas de cálculo, valores de carga, etc.) en función de las necesidades y ubicación de la obra.

#### 3.- DETALLES.



DETALLE DE BASE EN  
ESTRUCTURA LASTRADA.



DETALLE DE UNIÓN DE LA  
ESTRUCTURA CON PANEL.



#### Estructura Fabricada por: HIERROS Y APLANACIONES, S. A.

Polígono Industrial de Cancienes, s/n. 33470 - Corvera, Asturias ESPAÑA (SPAIN)  
Tel: + (34) 985 128 200. Fax: + (34) 985 505 361  
comercial\_hiasa@gonvarri.com - energiasolar\_hiasa@gonvarri.com  
www.hiasa.com



# AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
Norma diseño: UNE 21123-4  
Designación genérica: RZ1-K (AS)



## CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN  
DE LA LLAMA  
EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2



NO PROPAGACIÓN  
DEL INCENDIO  
EN 50399  
EN 60332-3-24  
IEC 60332-3-24



LIBRE DE HALÓGENOS  
EN 60754-2  
EN 60754-1  
IEC 60754-2  
IEC 60754-1



Cca-s1b,d1,a1

DESCÁRGATE

la DoP (Declaración de  
Prestaciones) en este código QR.  
[www.prysmianclub.es/cprblog/DoP](http://www.prysmianclub.es/cprblog/DoP)



Nº DoP 1003875



REDUCIDA EMISIÓN  
DE GASES TÓXICOS  
EN 60754-2  
NFC 20454  
DEF-STAN 02-713



BAJA EMISIÓN  
DE HUMOS  
EN 50399



BAJA OPACIDAD  
DE HUMOS  
EN 61034-2  
IEC 61034-2



NULA EMISIÓN  
DE GASES CORROSIVOS  
EN 60754-2  
IEC 60754-2  
NFC 20453



BAJA EMISIÓN  
DE CALOR  
EN 50399



REDUCIDO  
DESPRENDIMIENTO  
DE GOTAS / PARTICULAS  
INFLAMADAS  
EN 50399



RESISTENCIA  
A LA ABSORCIÓN  
DEL AGUA



RESISTENCIA  
AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA  
A LOS RAYOS  
ULTRAVIOLETA



ALTA  
SEGURIDAD



### MÁXIMA PELABILIDAD

Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente.  
Un importante ahorro de tiempo de instalación.



### LIMPIO Y ECOLÓGICO

La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

#### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: EN 50755:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

#### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

## CONSTRUCCIÓN

#### CONDUCTOR

**Metal:** cobre electrolítico recocido.

**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

#### AISLAMIENTO

**Material:** mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

**Colores:** marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

#### ELEMENTO SEPARADOR

**Capa especial antiadherente.**

#### RELLENO

**Material:** mezcla LSOH libre de halógenos.

#### CUBIERTA

**Material:** mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

**Color:** verde.

## APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc.,

o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (**adecuadamente canalizado**) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004. • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

# AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
Norma diseño: UNE 21123-4  
Designación genérica: RZ1-K (AS)



## DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm <sup>2</sup>	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1 x 400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2 x 1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.



# AFUMEX CLASS 1000 V (AS)

## RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-4  
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



### DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (1) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2) y (3)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,0801/0,161	489	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,0641/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	1	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

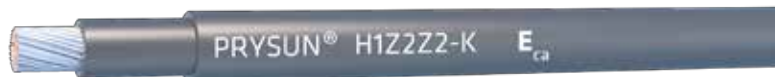
Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

# PRYSUN

## H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVdc máx.)  
 Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930  
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



### CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



**NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA**  
 EN 60332-1-2  
 IEC 60332-1-2  
 NFC 32070-C2



**LIBRE DE HALÓGENOS**  
 HALOGEN FREE  
 IEC 62821-1 Anexo B  
 EN 50525-1 Anexo B



**BAJA OPACIDAD DE HUMOS**  
 EN 61034-2  
 IEC 61034-2



**DESCÁRGATE**  
 la DoP (Declaración de  
 Prestaciones) en este código QR.  
[www.prysmianclub.es/cprblog/DoP](http://www.prysmianclub.es/cprblog/DoP)



**RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA**



**RESISTENCIA AL FRÍO**



**CABLE FLEXIBLE**



**RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA**



**RESISTENCIA A LOS GOLPES**



### ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV PRYSUN

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor	90°C (120°C 20 000 h)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 para IEC 60811-403 ; EN 50618 Tab.2 para EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	AD7 (inmersión)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 Anexo B y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C (N-Oxalic acid, N-Sodium hydroxide) para IEC 60811-404; EN 60811-404
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 para IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 para EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90°C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2 ; EN 50395-9 (240h/85°C water/1,8kV DC)
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40°C según IEC 62930 Tab.2 para IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 para EN 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C para IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C para EN 60811-506
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C 20 000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

#### Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Eca**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: **EN 60332-1-2**.

#### Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: **EN 60332-1-2**; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

# PRYSUN

## H1Z2Z2-K

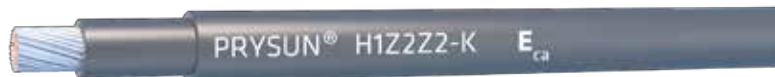


L C I E



ECOLÓGICO

Tensión asignada: 1/1 kV (1,8/1,8 kVdc máx.)  
 Norma de referencia: EN 50618; IEC 62930  
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



### CONSTRUCCIÓN

#### CONDUCTOR

**Metal:** cobre estañado.

**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C (120 °C por 20 000 h)

**Compuesto reticulado libre de halógenos:** 250 °C en cortocircuito.

#### AISLAMIENTO

**Material:** Compuesto reticulado según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

#### CUBIERTA

**Material:** Compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

**Colores:** negro, rojo o azul.

### APLICACIONES

- Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

### DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE: T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	6,6	61	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	7,4	80	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	8,8	124	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	10,1	186	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	12,5	286	0,780	140	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.  
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).  
 Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.  
 Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).





## Main

Range	Acti 9
Product name	Disbo iC60
Product or component type	Miniature circuit-breaker
Device short name	IC60N
Poles description	2P
Number of protected poles	2
[In] rated current	63 A
Network type	AC/DC
Trip unit technology	Thermal-magnetic
Curve code	C
Breaking capacity	6 kA Icu at 100...133 V DC conforming to EN/IEC 60947-2 6000 A Icn at 415 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60898-1 36 kA Icu at 12...133 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 20 kA Icu at 220...240 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 10 kA Icu at 380...415 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 6 kA Icu at 440 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2
Utilisation category	Category A conforming to EN/IEC 60947-2

## Complementary

Network frequency	50/60 Hz
[Ue] rated operational voltage	440 V AC 50/60 Hz
Magnetic tripping limit	8 x In +/- 20 %
[Ics] rated service breaking capacity	27 kA 75 % conforming to EN/IEC 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % conforming to EN/IEC 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 75 % conforming to EN/IEC 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 4.5 kA 75 % conforming to EN/IEC 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 6000 A 100 % conforming to EN/IEC 60898-1 - 415 V AC 50/60 Hz 6 kA 100 % conforming to EN/IEC 60947-2 - 100...133 V DC
Limitation class	3 conforming to EN/IEC 60947-2
[Ui] rated insulation voltage	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] rated impulse withstand voltage	6 kV conforming to EN/IEC 60947-2

Contact position indicator	Yes
Control type	Toggle
Local signalling	Trip indicator
Mounting mode	Clip-on
Mounting support	Rail
9 mm pitches	4
Height	85 mm
Width	36 mm
Depth	78.5 mm
Product weight	0.25 kg
Colour	White
Mechanical durability	20000 cycles
Electrical durability	10000 cycles
Provision for padlocking	Padlockable
Connections - terminals	Single terminal (top or bottom) 1...35 mm² rigid Single terminal (top or bottom) 1...25 mm² flexible
Wire stripping length	14 mm for top or bottom connection
Tightening torque	3.5 N.m top or bottom
Earth-leakage protection	Separate block

## Environment

Standards	EN/IEC 60947-2 EN/IEC 60898-1
IP degree of protection	IP20 conforming to IEC 60529
Pollution degree	3 conforming to EN/IEC 60947-2
Tropicalisation	2 conforming to IEC 60068-1
Relative humidity	95 % at 55 °C
Ambient air temperature for operation	-35...70 °C
Ambient air temperature for storage	-40...85 °C

## Offer Sustainability

Sustainable offer status	Green Premium product
REACH Regulation	<a href="#">REACH Declaration</a>
REACH free of SVHC	Yes
EU RoHS Directive	Compliant <a href="#">EU RoHS Declaration</a>
Toxic heavy metal free	Yes
Mercury free	Yes
RoHS exemption information	<a href="#">Yes</a>
China RoHS Regulation	<a href="#">China RoHS declaration</a> Pro-active China RoHS declaration (out of China RoHS legal scope)
Environmental Disclosure	<a href="#">Product Environmental Profile</a>
Circularity Profile	No need of specific recycling operations
WEEE	The product must be disposed on European Union markets following specific waste collection and never end up in rubbish bins

## Contractual warranty

Warranty	18 months
----------	-----------

# Cylindrical fuses

## E 9F PV



The E 9F PV series of cylindrical fuses has been specifically designed for protecting direct current circuits up to 1500V.

Available in the 10.3 x 38 mm size for up to 30 A rated current values at a nominal voltage of 1000V DC or in the 10x85 mm size up to 32 A rated current at a nominal voltage of 1500V DC, they are the best way to protect strings, inverters and surge arresters in photovoltaic installations.

Type		E9F PV	E9F PV 1500
Reference standards	-	IEC 60269-6; ROHS 2002/98/CE, UL	IEC 60269-6; ROHS 2002/98/CE, UL
Rated current	[A]	1..30	4...32
Rated operational voltage	[V]	1000 DC	1500 DC
Breaking capacity	[kA]	10	50
Overall dimensions	[mm]	10.3x38	10x85



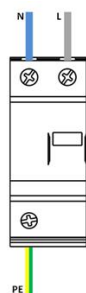
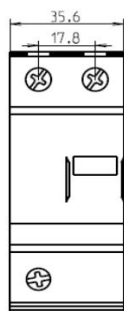
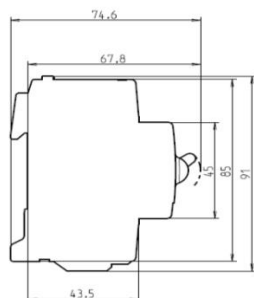
## Surge Protective Device

### Parafoudre

Type : **OVR PLUS N1 20**  
 Part : **2CTB803701R0700**  
 EAN : **3660308521286**  
 FR : **B752128**

### Single Block Unit

Produit non-débrochable



### Electrical characteristics

#### Caractéristiques électriques

Types of networks <i>Régime de neutre</i>		TT - TNS
Protection mode <i>Mode de protection</i>		Common and differential
Number of poles / Type of current <i>Nombre de pôles / Type de courant</i>		2 / a.c. 50-60Hz
Type / test class <i>Type / Classe</i>		T2 / II
Nominal voltage Un <i>Tension nominale Un</i>	V	230
Maximal continuous operating voltage Uc <i>Tension maximale permanente Uc</i>	V	275
Voltage protection level Ures at 3 kA (L-N / L-PE) <i>Niveau de protection en tension Ures à 3 kA (L-N / L-PE)</i>	kV	1.1 / 1.1
Voltage protection level Ures at 5 kA (L-N / L-PE) <i>Niveau de protection en tension Ures à 5 kA (L-N / L-PE)</i>	kV	1.3 / 1.3
Voltage protection level Ures at 10 kA (L-N / L-PE) <i>Niveau de protection en tension Ures à 10 kA (L-N / L-PE)</i>	kV	- / -
Voltage protection level Up at In (L-N / L-PE) <i>Niveau de protection en tension Up à In (L-N / L-PE)</i>	kV	1.3 / 1.3
Nominal discharge current In (8/20) <i>Courant nominal de décharge In (8/20)</i>	kA	5
Maximal discharge current Imax (8/20) <i>Courant maximal de décharge Imax (8/20)</i>	kA	20
TOV withstand Ut (L-N : 5s / N-PE : 200 ms) <i>Tenue TOV Ut (L-N : 5s / N-PE : 200 ms)</i>	V	334 / 1200
Follow current interrupted Ifi (L-N / N-PE) <i>Courant de suite interruptible Ifi (L-N / N-PE)</i>	A	- / 100
Response time <i>Temps de réponse</i>	ns	< 25
Ground residual current I <sub>PE</sub> <i>Courant résiduel à la terre I<sub>PE</sub></i>	µA	< 10
Short circuit withstand I <sub>SCCR</sub> <i>Courant de court-circuit assigné I<sub>SCCR</sub></i>	kA	10
Integrated thermal disconnecter <i>Déconnecteur thermique intégré</i>		Yes / Oui
State indicator <i>Indicateur d'état</i>		Yes / Oui
Safety reserve <i>Réserve de sécurité</i>		-
TS remote indicator <i>Télésignalisation (TS)</i>		Option - S2C-H6R
Disconnector <i>Protection contre les surintensités à monter en série</i>		
Curve B or C Circuit breaker <i>Disjoncteur courbe B ou C</i>	A	Integrated circuit breaker / Disjoncteur intégré
gG - gL fuse <i>Fusible gG - gL</i>	A	-

### Mechanical characteristics

#### Caractéristiques mécaniques

Wire range : Solid wire <i>Section des conducteurs : Fil rigide</i>	mm <sup>2</sup>	2.5...25
Wire range : Stranded wire <i>Section des conducteurs : Fil souple</i>	mm <sup>2</sup>	2.5...16
Stripping length <i>Longueur de dénudage des conducteurs</i>	mm	11
Tightening torque <i>Couple de serrage des bornes</i>	Nm	2.8
Degree of protection <i>Indice de protection</i>		IP 20

### TS remote indicator

#### Télésignalisation (TS)

Contact complement <i>Type de contact</i>		-
Minimal load <i>Charge mini</i>		-
Maximal load <i>Charge maxi</i>		-
Connection cross section <i>Section des conducteurs</i>	mm <sup>2</sup>	-

### Miscellaneous characteristics

#### Caractéristiques diverses

Stocking temperature / Operating temperature <i>Température de stockage / Température de fonctionnement</i>	°C	- 40 to +70 / - 25 to +55
Maximal altitude <i>Altitude maxi</i>	m	2000
Weight <i>Poids</i>	g	260
Color of Housing / Fire resistance according to UL 94 <i>Couleur du boîtier / Tenue au feu selon UL 94</i>		Grey RAL 7035 / V-0
Reference standards <i>Normes de référence</i>		IEC 61643-1 / EN 61643-11

### Replacement cartridges

#### Cartouches de remplacement

Phase / Product ID <i>Phase / Code produit</i>		- / -
Neutral / Product ID <i>Neutre / Code produit</i>		- / -

# Switch-disconnectors

## OTDC16...32



OTDC16...32F

OTDC16...32U



OTDCP16...32F

OTDC16...32 disconnect switches are available up to 32 amperes and 1000V.

The modular structure offers a simple and cost effective solution for disconnecting up 1, 2, or 3 PV circuits within the same footprint area.

The main features of the OTDC16...32 disconnect switches include

- Patented design of DC main contacts offer:
  - Low temperature rise for minimal contribution to overall heat-rise within any enclosure.
  - High operational performance, 32A up to 1000V, in high ambient temperatures.
  - Increased energy efficiency
- Compactness and modularity: allow for consistent and optimized mounting in switchboard equipment, therefore reducing implementation costs and increased space savings.
- DINrail, base, or door-mounted versions for simple installation in a variety of enclosure designs.
- Compliant with many global standards, including UL 508i.
- OTDC16...32US versions are factory pre-connected for single-wire breaking applications.
- Enclosed OTDCP16...32 versions are suitable for outdoor use in harsh environments.

Main technical specifications <sup>1)</sup>		OTDC16...32	
		_F Type	_U Type
Mounting Versions	Base and Din Mount	OTDC_F_	OTDC_U_, OTDC_US_
	Door Mount	OTDC_FT_	OTDC_UT_, OTDC_UST_
Reference Standards		IEC 60947-3	
Rated Insulation Voltage (Ui) Pollution degree 3	V	1000	
Rated Impulse Voltage (Uimp)	kV	8	
Nominal Current In (Amps)		16, 25, 32	16, 25, 32
Rated Thermal Current Ith (Amps)	in open air	25....45	40.....63
	in enclosure 40°C	25....45	32.....50
	in enclosure 60°C	25....32	25.....40
Utilization Category		DC-21B	
Number of Poles		2....4	2....6
Rated Operational Current Ie (Amps) at 660 V DC	1 circuit	16...32	16...32
	2 circuits	16...32	16...32
	3 circuits		16...32
Rated Operational Current Ie (Amps) at 1000 V DC <sup>2)</sup>	1 circuit	10....32	10....20
	2 circuits	10....32	10....20
	3 circuits		10....20
Wire Size Range	mm <sup>2</sup>	2.5....16	
Reference Standards		UL508i	
Number of Poles		-	2....6
Rated Current (Amps) at 600 V DC	1 circuit	-	10....25
	2 circuits	-	16....32
	3 circuits	-	16
Ambient temperature	°C	-	-20...+60
Short Circuit Rating	kA, 600V	-	5
	Protection Type	-	RK5 Fuse
	A, Max Fuse Size	-	70
Wire Size Range	AWG	-	12-6 AWG

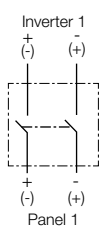
1) For additional technical details, refer to OTDC Main Catalog

2) 1000 V DC not applicable to OTDC\_US, UST versions.

## Examples

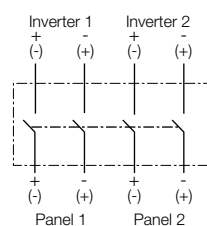
### One PV Circuit 2 Pole

OTDC\_F2, FT2  
OTDC\_U2, UT2



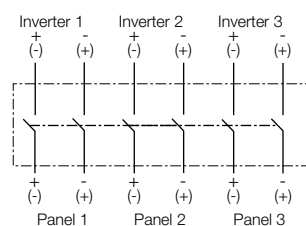
### Two PV Circuit 4 Pole

OTDC\_F4, FT4  
OTDC\_U4, UT4



### Three PV Circuit 6 Pole

OTDC\_F6, FT6  
OTDC\_U6, UT6



# EUROPA65 junction boxes



ABB provides IP65 polycarbonate junction boxes that are perfect for use in outdoor installations.

The main features of the junction boxes include:

- class II insulation
- manufactured in self-extinguishing thermoplastic material able to withstand abnormal heat and fire up to 960 °C (glow wire test) in compliance with IEC 60695-2-11 standards
- installation temperature: -25 °C to +60 °C
- nominal insulation voltage: 1000 V AC; 1500 V DC
- shock resistance: 20 joules (IK 10 degrees)
- junction boxes in compliance with IEC 23-48 and IEC 60670 standards
- IMQ approved

Description Type	Dimensions (mm)
Box IP65 PC	140x220x140
Box IP65 PC	205x220x140
Box IP65 PC	275x220x140
Box IP65 PC	275x370x140
Box IP65 PC	275x570x140
Box IP65 PC	380x570x140

# Surge protective devices

## OVR PV, OVR TC



ABB offers a wide range of surge protection devices specifically designed for photovoltaic systems. The main features of the OVR PV SPDs include:

- OVR PV T1 and T2 version
- Auto-protected from end-of-life short circuits up to 10 kA DC thanks to the integrated thermal protection with direct current breaking capacity
- pluggable cartridges for easy maintenance, no need to disconnect the line
- auxiliary contact for remote signaling of line status ("TS" version)
- absence of short circuit follow current
- absence of risk for reversed polarity
- "Y" configuration for a safer protection
- bottom wiring to improve safety when there is humidity issues in enclosure
- QS QuickSafe® Technology- Fast disconnection in case of end of life of the SPD avoiding thermal runaway.

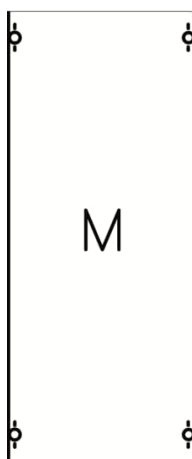
Types	OVR PV T2 40-600 P QS	OVR PV T2 40-1000 P QS	OVR PV T2 40-1000 P TWIN QS	OVR PV T2 40-1500 P QS
Types with auxiliary contact (TS)	OVR PV T2 40-600 P TS QS	OVR PV T2 40-1000 P TS QS	OVR PV T2 40-1000 P TS TWIN QS	OVR PV T2 40-1500 P TS QS
Technology	Varistor + GDT	Varistor	Varistor	Varistor
Electrical features				
Standard	IEC 61643-11 / EN 50539-11 / UL 1449 4th edition	IEC 61643-11 / EN 50539-11 / UL 1449 4th edition	IEC 61643-11 / EN 50539-11 / UL 1449 4th edition	IEC 61643-11 / EN 50539-11 / UL 1449 4th edition
Type/test class	T2/II	T2/II	T2/II	T2/II
Protected lines	2	2	4	2
Types of networks	Photovoltaic	Photovoltaic	Photovoltaic	Photovoltaic
Type of current	DC	DC	DC	DC
Nominal voltage Un (L-N/L-L)	V 600	1000	1000	1500
Max. cont. operating voltage Ucpv	V 600	1100	1100	1500
Impulse current Iimp (10/350)	2	2	2	2
Maximum discharge current Imax (8/20)	kA 40	40	40	40
Nominal discharge current In (8/20)	kA 20	20	20	10
Voltage protection level Up at In (L-L/L-PE)	kV 2.8/1.4	3.8/3.8	3.8/3.8	4.5/4.5
Response time	ns ≤ 25	≤ 25	≤ 25	≤ 25
Residual current IPE	μA 10	75	75	<30
Short-circuit DC current Iscpv	A 300	10,000	10,000	10,000
Disconnecter	Fuse	no need up to 0.3 kA	no need up to 10 kA	no need up to 10 kA
	Circuit breaker	no need up to 0.3 kA	no need up to 10 kA	no need up to 10 kA
Pluggable cartridge	Yes	Yes	Yes	Yes
Integrated specific thermal disconnecter	Yes	Yes	Yes	Yes
State indicator	Yes	Yes	Yes	Yes
Safety reserve	No	No	No	No
Auxiliary contact	Yes (TS option)	Yes (TS option)	Yes (TS option)	Yes (TS option)



## PRODUCT-DETAILS

# 1M0A

## 1M0A Distribution Board 1 PW



### General Information

Extended Product Type	1M0A
Product ID	2CPX037595R9999
EAN	4011617375951
Catalog Description	1M0A Distribution Board 1 PW
Long Description	<p>Interior fitting system, Distribution panels, mounted on EDF-Profile, for Mounting plate, Ratchet unit 4 GU = 600 mm, panel width 1 = 250 mm, 48 Space units, mounting plates of sheet steel 2 mm, Stepless adjustable via mounting bracket, usable depth of 143 mm covers out of Plastic, 90 degree press and turn closure, RAL 7035, Design of the cover: Closed, usable as of the cabinet depth of 120 mm, distribution panels or combinations must have the same grid units as the cabinets, in which they are installed. For floor standing and switch gear cabinets, two panels or combinations must be installed next to each other. The EDF profile rails are included in the scope of delivery.</p>

### Ordering

EAN	4011617375951
Minimum Order Quantity	1 piece
Customs Tariff Number	85381000

### Dimensions

Product Net Width	250 mm
Product Net Height	600 mm
Product Net Depth /	120 mm

Length

Product Net Weight	3.596 kg
--------------------	----------

### Container Information

Package Level 1 Units	pack 1 piece
Package Level 1 Width	255.000 mm
Package Level 1 Height	105.000 mm
Package Level 1 Depth / Length	600.000 mm
Package Level 1 Gross Weight	3.817 kg
Package Level 1 EAN	4011617375951
Package Level 2 Units	84 piece
Package Level 2 Width	830 mm
Package Level 2 Height	1710 mm
Package Level 2 Depth / Length	1210 mm

### Additional Information

Cover Plate Type	Closed
Design	EDF distribution panel
DIN Place Units	48
Enclosure Type	Interior fitting system
Enclosure Type of Height	0
Field Width	1
Interior Depth	160 mm
Meter Boards	0
Module Function	Distribution board
Mounting Type	Stepless adjustable via mounting bracket
Number of Rows	0
Product Main Type	1
Product Name	1MOA Distribution Board 1 PW
Rated Current (I <sub>n</sub> )	400 A

### Certificates and Declarations (Document Number)

Data Sheet, Technical Information	2CPC000001C0101 2CPC000002C0101
Declaration of Conformity - CE	No declaration needed
Environmental Information	2CPC100001X0201
Instructions and Manuals	2CPC000186C0201

### Classifications

ETIM 4	EC000264 - Panel for distribution board
ETIM 5	EC000264 - Panel for distribution board
ETIM 6	EC000264 - Panel for distribution board
ETIM 7	EC000264 - Panel for distribution board
Object Classification Code	U
WEEE Category	Product Not in WEEE Scope